別添7

添 付 書 類 十

変更後における発電用原子炉施設において事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する説明書

下記項目の記述及び関連図面等を次のとおり変更又は追加する。

1.　安全評価に関する基本方針

1.1　基本的考え方

1.1.1　運転時の異常な過渡変化

1.1.1.2　評価事象

1.1.2　設計基準事故

1.1.2.1　定　　義

1.1.2.2　評価事象

1.1.2.3　判断基準

1.2　主要な解析条件

1.2.3　原子炉トリップ特性

1.2.4　反応度係数

1.2.5　解析に当たって考慮する事項

1.3　解析に使用する計算コード

1.4　参考文献

2. 運転時の異常な過渡変化の解析

2.2　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

2.2.1　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

2.2.1.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

2.2.2.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.2.3　制御棒の落下及び不整合

2.2.3.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.2.4　原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

2.2.4.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.3.1　原子炉冷却材流量の部分喪失

2.3.1.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.2　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

2.3.2.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.3　外部電源喪失

2.3.3.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.4　主給水流量喪失

2.3.4.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.5　蒸気負荷の異常な増加

2.3.5.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.6　２次冷却系の異常な減圧

2.3.6.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.3.7　蒸気発生器への過剰給水

2.3.7.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.4　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

2.4.1　負荷の喪失

2.4.1.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.4.2　原子炉冷却材系の異常な減圧

2.4.2.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

2.4.3　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

2.4.3.2　過渡変化の解析

（3）解析結果

3.　設計基準事故の解析

3.1　序

3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

3.2.1　原子炉冷却材喪失

3.2.1.2　事故経過の解析

（2）非常用炉心冷却設備性能評価解析―小破断―

3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失

3.2.2.2　事故経過の解析

（3）解析結果

3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着

3.2.3.2　事故経過の解析

（3）解析結果

3.2.4　主給水管破断

3.2.4.2　事故経過の解析

（2）解析条件

（3）解析結果

3.2.5　主蒸気管破断

3.2.5.2　事故経過の解析

（3）解析結果

3.3　反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

3.3.1　制御棒飛び出し

3.3.1.2　事故経過の解析

（3）解析結果

3.4　環境への放射性物質の異常な放出

3.4.1　放射性気体廃棄物処理施設の破損

3.4.1.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

（1）評価方法

（2）評価条件

3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損

3.4.2.2　事故経過の解析

（2）解析条件

（3）解析結果

3.4.2.3　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

（1）評価方法

（2）評価条件

（3）評価結果

3.4.3　燃料集合体の落下

3.4.3.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

（1）評価方法
（2）評価条件
（3）評価結果
3.4.4　原子炉冷却材喪失
3.4.4.3　大気中に放出された核分裂生成物による線量
（1）核分裂生成物の大気放出量
3.4.4.4　原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物による線量の評価
（1）線源強度
3.4.4.5　評価結果
3.4.5　制御棒飛び出し
3.4.5.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価
（3）評価結果
3.7　参考文献

5.　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

7.　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

表

第1.2.2表　解析に使用する原子炉トリップ限界値及び応答時間

第1.2.4表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能―運転時の異常な過渡変化

第1.2.5表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能―設計基準事故

第1.3.1表　解析に使用する計算コード一覧表(1)―運転時の異常な過渡変化

第1.3.2表　解析に使用する計算コード一覧表(2)―設計基準事故

第3.2.1.3表　小破断解析結果

第3.3.1.1表　制御棒飛び出し解析結果

第3.4.2.1表　よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数及びＩ－131等価量への換算係数

第3.4.4.1表　よう素の炉内蓄積量

第3.4.4.2表　希ガスの炉内蓄積量

第5.1.1表　重大事故等対策における手順書の概要

第5.1.2表　重大事故等対策における操作の成立性

第5.2.1表　自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理

第5.2.2表　自然災害の重畳事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理

第5.2.3表　大規模損壊へ至る可能性のある大規模自然災害

第5.2.4表　大規模損壊発生時の対応操作一覧

第5.2.5表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.2）
第5.2.6表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）
第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）
第5.2.8表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.5）
第5.2.9表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）
第5.2.10表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.7）
第5.2.11表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.8）
第5.2.12表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.9）
第5.2.13表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.10）
第5.2.14表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.11）
第5.2.15表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.12）
第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）
第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順

（1.14）
第5.2.18表　大規模損壊時の発電所災害対策本部初動要員の力量管理について
第6.2.1表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連
第6.2.2表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.2.3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）
第6.2.4表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.4.1表　有効性評価に使用する解析コード一覧表（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.4.2表　有効性評価に使用する解析コード一覧表（運転中の原子炉における重大事故）
第6.4.3表　有効性評価に使用する解析コード一覧表（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.4.4表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等
第6.4.5表　ＳＰＡＲＫＬＥ－２における重要現象の不確かさ等
第6.4.6表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等
第6.4.7表　ＧＯＴＨＩＣにおける重要現象の不確かさ等
第6.4.8表　ＣＯＣＯにおける重要現象の不確かさ等
第6.7.1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重

要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.7.2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故）
第6.7.3表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第7.1.1.1表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.1.2表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）
第7.1.2.1表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について
第7.1.2.2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合））
第7.1.2.3表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合））
第7.1.3.1表　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.4.1表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.4.2表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）
第7.1.5.1表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.5.2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））
第7.1.5.3表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））
第7.1.5.4表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）の感度解析

結果
第7.1.5.5表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）の感度解析結果
第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.6.2表　主要解析条件（ＥＣＣＳ注水機能喪失）
第7.1.7.1表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策について
第7.1.7.2表　主要解析条件（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）
第7.1.8.1表　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の重大事故等対策について
第7.1.8.2表　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の重大事故等対策について
第7.1.8.3表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））
第7.1.8.4表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））
第7.2.1.1.1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について
第7.2.1.1.2表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））
第7.2.1.2.1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について
第7.2.1.2.2表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格

納容器過温破損））
第7.2.2.1表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
第7.2.3.1表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）
第7.2.4.1表　「水素燃焼」の重大事故等対策について
第7.2.4.2表　主要解析条件（水素燃焼）
第7.2.5.1表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）
第7.3.1.1表　「想定事故１」の重大事故等対策について
第7.3.1.2表　主要評価条件（想定事故１）
第7.3.2.1表　「想定事故２」の重大事故等対策について
第7.3.2.2表　主要評価条件（想定事故２）
第7.4.1.1表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について
第7.4.1.2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））
第7.4.2.1表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について
第7.4.2.2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）
第7.4.3.1表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について
第7.4.3.2表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）
第7.4.4.1表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について
第7.4.4.2表　主要評価条件（反応度の誤投入）

図

第1.2.1図　トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線

第1.2.2図　解析に使用したドップラ出力係数

第1.2.3図　過大出力ΔＴ高及び過大温度ΔＴ高による保護限界図（代表例）

第2.2.1.1図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

第2.2.2.1図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き―速い引き抜きの場合（1）

第2.2.2.2図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き―速い引き抜きの場合（2）

第2.2.2.3図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き―遅い引き抜きの場合（1）

第2.2.2.4図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き―遅い引き抜きの場合（2）

第2.2.2.5図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

第2.2.3.1図　制御棒の落下―制御棒自動制御運転

第2.2.3.2図　制御棒の落下―制御棒手動制御運転

第2.3.1.1図　原子炉冷却材流量の部分喪失

第2.3.2.1図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

第2.3.4.1図　主給水流量喪失（1）

第2.3.4.2図　主給水流量喪失（2）

第2.3.5.1図　蒸気負荷の異常な増加―ケースＣ（自動運転・サイクル初期）

第2.3.5.2図　蒸気負荷の異常な増加―ケースＤ（自動運転・サイクル末期）
第2.3.6.2図　２次冷却系の異常な減圧
第2.3.7.1図　蒸気発生器への過剰給水
第2.4.1.1図　負荷の喪失―加圧器圧力制御系作動
第2.4.1.2図　負荷の喪失―加圧器圧力制御系不作動
第2.4.2.1図　原子炉冷却材系の異常な減圧
第2.4.3.1図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動
第3.2.1.5図　原子炉冷却材喪失―ＥＣＣＳ性能評価解析―小破断（1）―液相部破断
第3.2.1.6図　原子炉冷却材喪失―ＥＣＣＳ性能評価解析―小破断（2）―液相部破断
第3.2.1.7図　原子炉冷却材喪失―ＥＣＣＳ性能評価解析―小破断（3）―気相部破断
第3.2.2.1図　原子炉冷却材流量の喪失
第3.2.3.1図　原子炉冷却材ポンプの軸固着
第3.2.4.1図　主給水管破断（1）
第3.2.4.2図　主給水管破断（2）
第3.2.5.2図　主蒸気管破断―ケースＡ（外部電源あり）
第3.2.5.3図　主蒸気管破断―ケースＢ（外部電源なし）
第3.3.1.1図　制御棒飛び出し―サイクル初期高温全出力―燃料エンタルピ解析
第3.3.1.2図　制御棒飛び出し―サイクル初期高温零出力―燃料エンタルピ解析
第3.3.1.3図　制御棒飛び出し―サイクル末期高温全出力―燃料エ

ンタルピ解析
第3.3.1.4図　制御棒飛び出し―サイクル末期高温零出力―燃料エンタルピ解析
第3.3.1.5図　制御棒飛び出し―サイクル末期高温全出力―圧力解析
第3.3.1.6図　制御棒飛び出し―サイクル末期高温零出力―圧力解析
第3.4.1.1図　放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの大気放出過程
第3.4.2.1図　蒸気発生器伝熱管破損
第3.4.2.2図　蒸気発生器伝熱管破損時のよう素の大気放出過程
第3.4.2.3図　蒸気発生器伝熱管破損時の希ガスの大気放出過程
第3.4.3.1図　燃料集合体の落下時のよう素の大気放出過程
第3.4.3.2図　燃料集合体の落下時の希ガスの大気放出過程
第3.4.4.1図　原子炉冷却材喪失時のよう素の大気放出過程
第3.4.4.2図　原子炉冷却材喪失時の希ガスの大気放出過程
第3.4.5.1図　制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程
第3.4.5.2図　制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程
第5.2.1図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要
第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況
第5.2.3図　大規模損壊発生時の対応全体フロー（状況把握が困難な場合）
第6.2.1図　ＰＲＡにおけるイベントツリー
第6.2.2図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

第6.2.3図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー
第6.2.4図　格納容器イベントツリー
第6.2.5図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー
第6.5.1図　高温点評価用崩壊熱
第6.5.2図　炉心平均評価用崩壊熱
第7.1.1.1図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.1.2図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.1.3図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要（「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.1.4図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故）
第7.1.1.5図　１次冷却材圧力の推移
第7.1.1.6図　加圧器上端部クオリティの推移
第7.1.1.7図　加圧器水位の推移
第7.1.1.8図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移
第7.1.1.9図　１次冷却系保有水量の推移
第7.1.1.10図　原子炉容器内水位の推移
第7.1.1.11図　１次冷却系注水流量の推移
第7.1.1.12図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移
第7.1.1.13図　燃料被覆管温度の推移

第7.1.1.14図　１次冷却材温度の推移
第7.1.1.15図　蒸気発生器水位の推移
第7.1.1.16図　２次冷却系圧力の推移
第7.1.1.17図　１次冷却材圧力の推移（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ1台の場合）
第7.1.1.18図　高圧注入流量の推移（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ1台の場合）
第7.1.1.19図　１次冷却系保有水量の推移（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ1台の場合）
第7.1.1.20図　原子炉容器内水位の推移（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ1台の場合）
第7.1.1.21図　燃料被覆管温度の推移（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ1台の場合）
第7.1.1.22図　１次冷却材圧力の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.23図　１次冷却材温度の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.24図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.25図　１次冷却系保有水量の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.26図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.27図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）
第7.1.1.28図　１次冷却材圧力の推移（開始が遅くなる場合）
第7.1.1.29図　１次冷却材温度の推移（開始が遅くなる場合）
第7.1.1.30図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）
第7.1.1.31図　１次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）
第7.1.1.32図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）
第7.1.1.33図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）

第7.1.2.1図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.2.2図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.2.3図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（初期対応手順）
第7.1.2.4図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の事象進展）
第7.1.2.5図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.2.6図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故）
第7.1.2.7図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）
第7.1.2.8図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.9図　１次冷却材温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.10図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡ

が発生する場合）
第7.1.2.11図　蓄圧注入流量積算値の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.12図　漏えい流量と注水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.13図　ＲＣＰシール部からの漏えいのクオリティの推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.14図　１次冷却材流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.15図　炉心出口流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.16図　炉心上端ボイド率の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.17図　原子炉容器内水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.18図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.19図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.20図　主蒸気逃がし弁流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.21図　蒸気発生器保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.22図　蒸気発生器水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）

第7.1.2.23図　補助給水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.24図　崩壊熱と２次冷却系除熱量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.25図　原子炉格納容器圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.26図　原子炉格納容器内温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.27図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.28図　原子炉格納容器内温度の長期間の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
第7.1.2.29図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.30図　１次冷却材温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.31図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.32図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.33図　漏えい流量と注水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.34図　１次冷却材流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.35図　炉心上端ボイド率の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが

発生しない場合）
第7.1.2.36図　原子炉容器内水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.37図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.38図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.39図　主蒸気逃がし弁流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.40図　蒸気発生器保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.41図　蒸気発生器水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.42図　補助給水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.43図　崩壊熱量と２次冷却系除熱量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）
第7.1.2.44図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第7.1.2.45図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第7.1.2.46図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第7.1.2.47図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確

認）
第7.1.2.48図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認）
第7.1.2.49図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）（代替炉心注水操作時間余裕確認）
第7.1.3.1図　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.3.2図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.3.3図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
第7.1.3.4図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
第7.1.4.1図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.4.2図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.4.3図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.4.4図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間（中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）
第7.1.4.5図　１次冷却材圧力の推移
第7.1.4.6図　破断流量の推移
第7.1.4.7図　高圧注入流量の推移

第7.1.4.8図　低圧注入流量の推移
第7.1.4.9図　原子炉容器内水位の推移
第7.1.4.10図　燃料被覆管温度の推移
第7.1.4.11図　格納容器外周部水量の推移
第7.1.4.12図　格納容器再循環サンプ水温度の推移
第7.1.4.13図　原子炉格納容器からの除熱量の推移
第7.1.4.14図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.1.4.15図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.1.4.16図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）
第7.1.4.17図　原子炉格納容器内温度の推移（破断口径の影響確認）
第7.1.4.18図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.5.1図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.5.2図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.5.3図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.5.4図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.5.5図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）
第7.1.5.6図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（負荷の

喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）
第7.1.5.7図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.8図　１次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.9図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.10図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.11図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.12図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.13図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.14図　２次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.15図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.16図　２次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.17図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.18図　給水流量の推移（主給水流量喪失）
第7.1.5.19図　原子炉出力の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.20図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.21図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.22図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.23図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.24図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.25図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.26図　２次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.27図　蒸気流量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.28図　２次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）

第7.1.5.29図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.30図　給水流量の推移（負荷の喪失）
第7.1.5.31図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）
第7.1.5.32図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）
第7.1.6.1図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.6.2図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.6.3図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要（「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.6.4図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間（中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故）
第7.1.6.5図　１次冷却材圧力の推移（6インチ破断）
第7.1.6.6図　１次冷却系保有水量の推移（6インチ破断）
第7.1.6.7図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（6インチ破断）
第7.1.6.8図　破断流量の推移（6インチ破断）
第7.1.6.9図　気泡炉心水位の推移（6インチ破断）
第7.1.6.10図　炉心入口流量の推移（6インチ破断）
第7.1.6.11図　燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）
第7.1.6.12図　２次冷却系圧力の推移（6インチ破断）
第7.1.6.13図　補助給水流量の推移（6インチ破断）
第7.1.6.14図　主蒸気流量の推移（6インチ破断）

第7.1.6.15図　１次冷却材圧力の推移（4インチ破断）
第7.1.6.16図　１次冷却系保有水量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.17図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.18図　破断流量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.19図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）
第7.1.6.20図　炉心入口流量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.21図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）
第7.1.6.22図　２次冷却系圧力の推移（4インチ破断）
第7.1.6.23図　補助給水流量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.24図　主蒸気流量の推移（4インチ破断）
第7.1.6.25図　１次冷却材圧力の推移（2インチ破断）
第7.1.6.26図　１次冷却系保有水量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.27図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.28図　破断流量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.29図　気泡炉心水位の推移（2インチ破断）
第7.1.6.30図　炉心入口流量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.31図　燃料被覆管温度の推移（2インチ破断）
第7.1.6.32図　２次冷却系圧力の推移（2インチ破断）
第7.1.6.33図　補助給水流量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.34図　主蒸気流量の推移（2インチ破断）
第7.1.6.35図　蓄圧注入流量積分値の推移（6インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.36図　気泡炉心水位の推移（6インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.37図　燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）（蓄圧タンク

初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.38図　蓄圧注入流量積分値の推移（4インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.39図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.40図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第7.1.6.41図　１次冷却材圧力の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.42図　１次冷却系保有水量の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.43図　炉心入口流量の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.44図　蓄圧注入流量積分値の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.45図　気泡炉心水位の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.46図　燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.47図　１次冷却材圧力の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.48図　１次冷却系保有水量の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.49図　炉心入口流量の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）

第7.1.6.50図　蓄圧注入流量積分値の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.51図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.6.52図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）
第7.1.7.1図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.7.2図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.7.3図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要（「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.1.7.4図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故）
第7.1.7.5図　１次冷却材圧力の推移
第7.1.7.6図　１次冷却材温度（炉心部温度）の推移
第7.1.7.7図　破断流量の推移
第7.1.7.8図　高圧注入流量の推移
第7.1.7.9図　低圧注入流量の推移
第7.1.7.10図　代替再循環流量の推移
第7.1.7.11図　原子炉容器内水位の推移
第7.1.7.12図　燃料被覆管温度の推移
第7.1.7.13図　格納容器外周部水量の推移
第7.1.7.14図　格納容器再循環サンプ水温度の推移

第7.1.7.15図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.1.7.16図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.1.7.17図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較）
第7.1.7.18図　燃料被覆管温度の推移（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）
第7.1.7.19図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）
第7.1.7.20図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）
第7.1.8.1図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.8.2図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の重大事故等対策の概略系統図
第7.1.8.3図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.8.4図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の対応手順の概要（インターフェイスシステムＬＯＣＡの事象進展）
第7.1.8.5図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の対応手順の概要（事象判別プロセス）
第7.1.8.6図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の対応手順の概要（「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の事象進展）

第7.1.8.7図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の作業と所要時間（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.8図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の作業と所要時間（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.9図　１次冷却材圧力の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.10図　１次冷却材温度の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.11図　１次冷却系保有水量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.12図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.13図　１次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.14図　１次冷却系注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.15図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.16図　加圧器水位の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.17図　破断流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

第7.1.8.18図　破断流クオリティの推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.19図　炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.20図　燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.21図　補助給水流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.22図　主蒸気流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
第7.1.8.23図　１次冷却材圧力，２次冷却系圧力の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.24図　１次冷却材温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.25図　１次冷却系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.26図　破断流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.27図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.28図　１次冷却系保有水量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.29図　炉心上端ボイド率の推移（蒸気発生器伝熱管破損時

に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.30図　加圧器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.31図　原子炉容器内水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.32図　燃料被覆管温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.33図　蒸気発生器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.34図　給水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.35図　蒸気流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）
第7.1.8.36図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（操作時間余裕確認）
第7.1.8.37図　１次冷却系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（操作時間余裕確認）
第7.2.1.1.1図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図
第7.2.1.1.2図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要（格納容器破損モード）
第7.2.1.1.3図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ時に低

圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）
第7.2.1.1.4図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（事象判別プロセス）（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）
第7.2.1.1.5図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）
第7.2.1.1.6図　１次冷却材圧力の推移
第7.2.1.1.7図　原子炉容器内水位の推移
第7.2.1.1.8図　燃料最高温度の推移
第7.2.1.1.9図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.2.1.1.10図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.2.1.1.11図　原子炉格納容器圧力の推移（～4時間）
第7.2.1.1.12図　原子炉格納容器内温度の推移（～4時間）
第7.2.1.1.13図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移
第7.2.1.1.14図　原子炉格納容器圧力の推移（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）
第7.2.1.1.15図　原子炉格納容器内温度の推移（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）
第7.2.1.1.16図　原子炉容器内水位の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

第7.2.1.1.17図　原子炉格納容器圧力の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.1.1.18図　原子炉容器内水位の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.1.1.19図　原子炉格納容器圧力の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.1.1.20図　原子炉容器内水位の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第7.2.1.1.21図　原子炉格納容器圧力の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第7.2.1.1.22図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認）
第7.2.1.1.23図　原子炉格納容器内温度の推移（格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認）
第7.2.1.1.24図　原子炉格納容器圧力の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）
第7.2.1.1.25図　原子炉格納容器内温度の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）
第7.2.1.1.26図　Ｃｓ－137積算放出放射能量の推移
第7.2.1.1.27図　Ｃｓ－137の大気放出過程
第7.2.1.2.1図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図
第7.2.1.2.2図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要（格納容器破損モード）
第7.2.1.2.3図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温

破損）」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）
第7.2.1.2.4図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（事象判別プロセス）（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）
第7.2.1.2.5図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）
第7.2.1.2.6図　原子炉容器内水位の推移
第7.2.1.2.7図　上部プレナム気相温度の推移
第7.2.1.2.8図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.2.1.2.9図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.2.1.2.10図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移
第7.2.1.2.11図　原子炉下部キャビティ水量の推移
第7.2.1.2.12図　原子炉格納容器圧力の推移（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）
第7.2.1.2.13図　原子炉格納容器内温度の推移（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）
第7.2.2.1図　１次冷却材圧力の推移
第7.2.2.2図　蓄圧注入流量の推移
第7.2.2.3図　１次冷却材圧力の推移（蓄圧タンク保持圧力の影響

確認）
第7.2.2.4図　１次冷却材圧力の推移（加圧器逃がし弁開操作開始が早くなる場合）
第7.2.2.5図　１次冷却材圧力の推移（加圧器逃がし弁開操作開始が遅くなる場合）
第7.2.4.1図　「水素燃焼」の重大事故等対策の概略系統図
第7.2.4.2図　「水素燃焼」の対応手順の概要（格納容器破損モード）
第7.2.4.3図　「水素燃焼」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）
第7.2.4.4図　水素濃度評価の概要
第7.2.4.5図　水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ
第7.2.4.6図　「水素燃焼」の事象進展（事象判別プロセス）（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）
第7.2.4.7図　「水素燃焼」の事象進展（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）
第7.2.4.8図　原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度の推移（ＭＡＡＰ）
第7.2.4.9図　燃料最高温度の推移
第7.2.4.10図　ジルコニウムー水反応割合の推移
第7.2.4.11図　原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移（ＧＯＴＨＩＣ）
第7.2.4.12図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）の推移（ＧＯＴＨＩＣ）

第7.2.4.13図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.2.4.14図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.2.4.15図　１次冷却材圧力の推移
第7.2.4.16図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移（電気式水素燃焼装置の効果に期待する場合）
第7.2.4.17図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移（電気式水素燃焼装置の効果に期待する場合）
第7.2.5.1図　原子炉下部キャビティ水量の推移
第7.2.5.2図　ベースマット侵食深さの推移
第7.2.5.3図　原子炉下部キャビティ水量の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.5.4図　ベースマット侵食深さの推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.5.5図　原子炉下部キャビティ水量の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.5.6図　ベースマット侵食深さの推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第7.2.5.7図　原子炉下部キャビティ水量の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第7.2.5.8図　ベースマット侵食深さの推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第7.2.5.9図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）
第7.2.5.10図　ベースマット侵食深さの推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

第7.3.1.1図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図
第7.3.1.2図　「想定事故１」の対応手順の概要（「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」の事象進展）
第7.3.1.3図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故）
第7.3.1.4図　想定事故１における使用済燃料ピット水位低下時間評価結果
第7.3.2.1図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図
第7.3.2.2図　「想定事故２」の対応手順の概要（「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の事象進展）
第7.3.2.3図　「想定事故２」の作業と所要時間（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故）
第7.3.2.4図　想定事故２における使用済燃料ピット水位低下時間評価結果
第7.4.1.1図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図
第7.4.1.2図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停

止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.4.1.3図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）
第7.4.1.4図　１次冷却材圧力の推移
第7.4.1.5図　炉心上端ボイド率の推移
第7.4.1.6図　開口部からの流出流量と注水流量の推移
第7.4.1.7図　加圧器頂部クオリティの推移
第7.4.1.8図　原子炉容器内水位の推移
第7.4.1.9図　１次冷却系保有水量の推移
第7.4.1.10図　加圧器水位の推移
第7.4.1.11図　１次冷却材温度の推移
第7.4.1.12図　燃料被覆管温度の推移
第7.4.1.13図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第7.4.1.14図　１次冷却系保有水量の推移（常設低圧代替注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第7.4.2.1図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
第7.4.2.2図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉

補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.4.2.3図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）
第7.4.2.4図　１次冷却材圧力の推移
第7.4.2.5図　炉心上端ボイド率の推移
第7.4.2.6図　開口部からの流出流量と注水流量の推移
第7.4.2.7図　加圧器頂部クオリティの推移
第7.4.2.8図　原子炉容器内水位の推移
第7.4.2.9図　１次冷却系保有水量の推移
第7.4.2.10図　加圧器水位の推移
第7.4.2.11図　１次冷却材温度の推移
第7.4.2.12図　燃料被覆管温度の推移
第7.4.2.13図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第7.4.2.14図　１次冷却系保有水量の推移（常設低圧代替注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第7.4.3.1図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図
第7.4.3.2図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）
第7.4.3.3図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウ

ンダリ機能が喪失する事故）
第7.4.3.4図　１次冷却材圧力の推移
第7.4.3.5図　炉心上端ボイド率の推移
第7.4.3.6図　開口部からの流出流量と注水流量の推移
第7.4.3.7図　加圧器頂部クオリティの推移
第7.4.3.8図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移
第7.4.3.9図　原子炉容器内水位の推移
第7.4.3.10図　１次冷却系保有水量の推移
第7.4.3.11図　加圧器水位の推移
第7.4.3.12図　１次冷却材温度の推移
第7.4.3.13図　燃料被覆管温度の推移
第7.4.3.14図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第7.4.4.1図　「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図
第7.4.4.2図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要（「原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）
第7.4.4.3図　「反応度の誤投入」の作業と所要時間（原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故）
第7.4.4.4図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

1.　安全評価に関する基本方針

1.1　基本的考え方

本原子炉施設の安全評価の目的は以下のとおりである。

(1)　安全設計の基本方針の妥当性の確認

本原子炉が固有の安全性及び安全確保のために設計した設備により安全に運転できることを示し，原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する。

(2)　立地条件の適否の確認

万一重大な事故が発生したとしても工学的安全施設により放射性物質が発電所敷地周辺へ多量に放出されるのを防止できることを示し，発電所周辺の一般公衆との離隔に関する妥当性を確認する。

原子炉の安全設計の基本方針の妥当性は「設置許可基準規則」により，また，原子炉の立地条件の適否は，「原子炉立地審査指針及びその適用に関する判断のめやすについて」（以下「原子炉立地審査指針」という。）によりそれぞれ判断されるが，これらの判断の過程で行う安全評価は「安全評価指針」，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」（以下「ＥＣＣＳ性能評価指針」という。），「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」（以下「ＲＩＥ評価指針」という。）等に基づいて行うものとする。

本原子炉施設の設計の基本方針の妥当性を確認するために，異常状態，すなわち，「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」について解析し，評価を行う。

一方，本原子炉施設の立地条件の適否を判断するための安全評価を行うに当たっては，「原子炉立地審査指針」に基づき，「重大事故」及び「仮想事故」について評価を行う。

1.1.1　運転時の異常な過渡変化

1.1.1.2　評価事象

本原子炉において評価する「運転時の異常な過渡変化」は，「安全評価指針」に基づき，原子炉施設が制御されずに放置されると，炉心又は原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について，これらの事象が発生した場合における安全保護系，原子炉停止系等の主としてＭＳに属する構築物，系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から,代表的な事象を選定する。具体的には，以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1)　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

ａ．原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

ｂ．出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

ｃ．制御棒の落下及び不整合

ｄ．原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

(2)　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

ａ．原子炉冷却材流量の部分喪失

ｂ．原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

ｃ．外部電源喪失

ｄ．主給水流量喪失

ｅ．蒸気負荷の異常な増加

ｆ．２次冷却系の異常な減圧

ｇ．蒸気発生器への過剰給水

(3)　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

ａ．負荷の喪失

ｂ．原子炉冷却材系の異常な減圧

ｃ．出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

1.1.2　設計基準事故

1.1.2.1　定　　義

「設計基準事故」とは，前述の「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって，発生する頻度はまれであるが，発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性があり，原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要のある事象をいう。

1.1.2.2　評価事象

本原子炉において評価する「設計基準事故」は，「安全評価指針」に基づき，原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について，これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてＭＳに属する構築物，系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から，代表的な事象を選定する。具体的には，以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1)　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

ａ．原子炉冷却材喪失

ｂ．原子炉冷却材流量の喪失

ｃ．原子炉冷却材ポンプの軸固着

ｄ．主給水管破断

ｅ．主蒸気管破断

(2)　反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

ａ．制御棒飛び出し

(3)　環境への放射性物質の異常な放出

ａ．放射性気体廃棄物処理施設の破損

ｂ．蒸気発生器伝熱管破損

ｃ．燃料集合体の落下

ｄ．原子炉冷却材喪失

ｅ．制御棒飛び出し

(4)　原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化

ａ．原子炉冷却材喪失

ｂ．可燃性ガスの発生

1.1.2.3　判断基準

想定された事象が生じた場合，炉心の溶融又は著しい損傷のおそれがなく，かつ，事象の過程において他の異常状態の原因となるような２次的損傷が生じず，さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。

(1)　炉心は著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却が可能であること。

(2)　燃料エンタルピは制限値を超えないこと。

(3)　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，最高使用圧力である 17.16MPa［gage］の 1.2 倍の圧力 20.59MPa［gage］以下であること。

(4)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，最高使用圧力 0.392MPa［gage］以下であること。

(5)　周辺の公衆に対し,著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

上記の判断基準に対して，想定した「設計基準事故」ごとに更に具体的な基準を用いる場合には，各事故の説明の中でその具体的な基準

を記述する。

1.2　主要な解析条件

「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」の解析に当たって用いている基本的な解析条件及び考慮すべき事項について記載する。

1.2.3　原子炉トリップ特性

原子炉のトリップの効果を期待する場合においては，トリップを生じさせる信号の種類を明確にした上，適切なトリップ遅れ時間を考慮し，かつ，当該事象の条件において最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が，全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。制御棒クラスタの固着は確率的には非常に小さいので，この仮定は原子炉停止系の停止能力の解析上の余裕となる。

さらに，解析では，トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度の添加は，制御棒クラスタ挿入時間と挿入時の軸方向中性子束分布に関しても安全側に考慮して，第1.2.1図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から，全ストロークの85%挿入までの時間が解析上重要であり，この時間を2.2秒としている。

1.2.4　反応度係数

原子炉の過渡応答は，反応度の帰還効果，とりわけ減速材温度又は密度係数及びドップラ出力係数に依存する。「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」の解析では，これらの反応度係数は，それぞれの解析において，安全側の値を使用する。

特に記載しない限り減速材密度係数は,出力運転状態からの解析では,サイクル初期からサイクル末期を含み，0～0.51（Δｋ／ｋ）／（g／cm^3）の範囲の値を使用し，ドップラ出力係数は，第1.2.2図に示す値を用

いる。これらは，安全側に十分余裕を含み決定している。

1.2.5　解析に当たって考慮する事項

(1)　解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては，異常状態の発生前の状態として，本原子炉施設の通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し，サイクル期間中の炉心燃焼度変化，燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して，判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなる初期状態を選定する。また，解析は，原則として事象が収束し，補助給水設備又は主給水設備による蒸気発生器保有水の確保，主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御設備によるほう素の添加及び余熱除去設備の作動により，支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行う。

(2)　安全機能に対する仮定

ａ．想定された事象に対処するための安全機能のうち，解析に当たって考慮するものは，原則として「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」において定めるＭＳ－１に属するもの及びＭＳ－２に属するものとする。

タービントリップ機能は高い信頼性を有する設計としているので，その作動に期待する。

解析に当たって考慮している主要な安全機能を第1.2.4表及び第1.2.5表に示す。

ｂ．解析に当たっては，想定された事象に加えて，「設計基準事故」に対処するために必要な系統及び機器について，原子炉停止，炉心

冷却及び放射能閉じ込めの各基本的安全機能別に，解析結果を最も厳しくする機器の単一故障を仮定した解析を行う。この場合，事象発生後短期間にわたっては動的機器について，また，長期間にわたっては動的機器又は静的機器について，単一故障を考えるものとする。ただし，事象発生前から動作しており，かつ，発生後も引き続き動作する機器については，原則として故障を仮定しない。静的機器については，単一故障を仮定したときにこれを含む系統が所定の安全機能を達成できるように設計されている場合，その故障が安全上支障のない時間内に除去若しくは修復ができる場合又はその故障の発生確率が十分低い場合においては，故障を仮定しない。

ｃ．事象に対処するために必要な運転員の手動操作については，適切な時間的余裕を考慮する。

ｄ．安全保護系の作動を期待する場合においては，安全保護系作動のための信号の種類及び信号発信時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても，その作動が解析結果に有意な影響を与えるものについては，同様とする。

ｅ．「設計基準事故」の解析に当たって，工学的安全施設の作動を期待する場合においては，外部電源が利用できない場合も考慮する。

(3)　解析に使用するモデル及びパラメータ

解析に当たって使用するモデル及びパラメータは，評価の結果が厳しくなるように選定する。ただし，評価目的の範囲内で合理的なものを用いるものとする。なお，パラメータに不確定因子が考えられる場合には適切な安全余裕を見込んで解析を行う。

1.3　解析に使用する計算コード

「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」の解析に使用する計算コードの一覧表をそれぞれ第1.3.1表及び第1.3.2表に示す。表中の計算コードの概要を次に記載する。

(1)　ＦＡＣＴＲＡＮ[3][4]

燃料棒の過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮは，燃料棒の過渡変化を計算する詳細なコードで，制御棒飛び出しのような急峻な過渡変化を取り扱えるよう燃料を十分多数の半径方向空間ノードに区分し，温度の関数である材料の物性値及び詳細な燃料ペレット－燃料被覆管ギャップの熱伝達の計算，沸騰遷移後の過渡変化を取り扱う遷移及び膜沸騰熱伝達相関式，ジルコニウム－水反応及び材料の部分的溶融計算の模擬が可能である。

ＦＡＣＴＲＡＮの入力には,原子炉出力及び１次冷却材パラメータ(圧力，流量，温度，密度）を時間の関数として含み，出力としては，金属被覆の二酸化ウラン燃料棒断面の温度分布，被覆管の表面における熱流束等の過渡変化が求められる。

(2)　ＢＬＫＯＵＴ[3][4]

長期的プラント過渡特性解析コードＢＬＫＯＵＴは原子炉容器，１次冷却材管，加圧器，蒸気発生器を含む１次冷却系及び主蒸気系，主給水系を含む２次冷却系を模擬したもので，蒸気発生器での熱伝達及び自然循環を含む１次冷却材の熱的挙動を計算する。制御系としては加圧器圧力制御系，化学体積制御系及びタービンバイパス制御系を模擬している。

このコードは，特に多ループの加圧水型原子炉でループ間で異なった条件が存在する場合のプラントの長期的過渡特性解析に有効である。多ループプラントの熱的及び熱水力学的特性は，2 つの等価ループに分け

て扱われる。

ＢＬＫＯＵＴの入力には,原子炉出力,１次冷却材温度等の初期条件,１次冷却材体積等のプラントデータを含み,出力としては,原子炉出力,原子炉圧力，１次冷却材温度等の過渡変化が求められる。

(3)　ＭＡＲＶＥＬ[3][4]

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬは，原子炉容器，１次冷却材高温側配管，１次冷却材低温側配管，蒸気発生器，加圧器及び加圧器サージ管を含む１次冷却系全体を適切に模擬し，6 群の遅発中性子及び反応度帰還を含む１点近似中性子動特性，燃料棒の熱的動特性，１次冷却材の熱水力学的挙動及び蒸気発生器内での熱伝達を計算する。制御系としては，制御棒制御系，タービンバイパス制御系，給水制御系及び加圧器圧力制御系を模擬し，さらに，必要に応じて原子炉保護設備，工学的安全施設及び化学体積制御設備等の模擬が可能である。

このコードは，特に多ループの加圧水型原子炉においてループ間で異なった条件が存在する場合のプラント過渡特性解析に有効である。解析目的により，多ループプラントの物理的，熱的及び熱水力学的特性は，2 つの等価ループに分けて扱われる。

ＭＡＲＶＥＬの入力には,原子炉出力,１次冷却材温度等の初期条件,１次冷却材体積等のプラントデータ，核特性データ，原子炉保護設備及び非常用炉心冷却設備作動設定値等を含み,出力としては,原子炉出力,原子炉圧力，１次冷却材温度，ＤＮＢ相関式[1]に基づくＤＮＢＲ等の過渡変化が求められる。

(4)　ＰＨＯＥＮＩＸ[3][4]

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸは，単一又は複数の１次冷却材ポンプの故障に対し個々のループ流量，炉心流量及びポン

プ回転速度を計算する。流量は，各々の１次冷却材ループ及び炉心に沿って１次冷却材流量の運動量平衡方程式を解くことにより計算する。この運動量平衡の式には連続の式，ポンプの運動量平衡の式及びポンプ特性を含んでいる。１次冷却材ループ数は，最大６ループまで模擬可能である。

ＰＨＯＥＮＩＸの入力には，慣性モーメント，揚程曲線等の１次冷却材ポンプ特性データ等を含み，出力としては，１次冷却材流量の過渡変化が求められる。

(5)　ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ[3][4]

炉心動特性解析コードＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍは，炉心内の熱出力を６群の遅発中性子及び反応度帰還を含む１点近似動特性方程式により求め，特に反応度が急激に加わる事象の解析に有効である。燃料中の温度は半径方向だけの１次元の熱伝導方程式を，また，流路内の１次冷却材の温度，流量及び圧力は軸方向だけの１次元の質量，運動量及びエネルギ保存則を適用して求める。これらの変数より燃料による反応度帰還量及び１次冷却材密度による反応度帰還量を求め，これに制御棒クラスタによる反応度変化を加えた全反応度変化が１点近似動特性方程式の入力となり，熱出力の変化が求められる。

ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍの入力には,燃料の形状,核特性等の炉心データ，原子炉出力，１次冷却材温度等の初期条件を含み，出力としては，中性子束，１次冷却材温度等の過渡変化が求められる。

(6)　ＴＨＩＮＣ－Ⅲ[5]

熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲは，熱水力設計計算コードＴＨＩＮＣ－Ｉに過渡解析の機能を持たせたコードであり，炉心を３次元的に分割して，各メッシュに対し質量，運動量及びエネルギ保存則を適用して

解くものである。

ＴＨＩＮＣ－Ⅲの入力には，炉心定数に加えて，炉心入口流量，熱流束，出力等を時間の関数として含み，出力としては，炉心内冷却材温度，圧力，密度，ボイド率，ＤＮＢ相関式[1][6]によるＤＮＢＲ等の時間変化が求められる。

(7) ＴＷＩＮＫＬＥ[3][4]

多次元炉心動特性解析コードＴＷＩＮＫＬＥは，主に反応度事故に対し，空間及び時間依存中性子束の動特性変化を解析する詳細な解析コードである。中性子束の動特性解析はエネルギ2群拡散方程式を解く。

遅発中性子は6群で模擬する。さらに，6領域からなる燃料ペレット－被覆管－1次冷却材燃料棒熱伝達モデル及び縦軸方向を中性子束の動特性解析と同じメッシュ点で解く1次冷却材熱水力モデルを含む。ドップラ，減速材等の負帰還効果は空間依存として扱い，1点近似動特性モデルと異なって，各メッシュ点で吸収断面積の補正をすることにより考慮されている。

ＴＷＩＮＫＬＥの入力には，各メッシュでの中性子断面積，実効増倍率，入口温度，圧力，流量等を時間の関数として含み，出力としては，中性子束レベル，中性子束分布及び炉心熱系の応答が空間及び時間依存で求められる。

(8) ＳＡＴＡＮ－Ｍ[7][8]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍは，1次冷却系を多数のノードに区分し，質量，運動量及びエネルギ保存則を解き，1次冷却系配管破断時における各ノード内冷却材の圧力，エンタルピ，密度，ノード間の流量等を算出するものであり，平均及び高温領域炉心状態，1次冷却材ポンプ状態，出力変化，破断口流出流量，原子炉トリップ，非常用炉

心冷却設備状態等の諸量の模擬が含められている。

蓄圧注入系の評価で注入水バイパス量を求める必要がある場合にはバイパス終了時間を求め，その時間までに蓄圧タンクより注入された水が炉心をバイパスするものとする。このバイパス終了時間は，ドリフトフラックスモデルにより計算される注入水が原子炉容器ダウンカマを下降し始める時間である。

ＳＡＴＡＮ－Ⅿの入力には，原子炉出力，１次冷却材温度等初期状態を指定する運転パラメータ，系の形状及び水力学的諸量，核特性データ及び燃料状態を指定する炉心データ，原子炉保護設備と非常用炉心冷却設備作動限界値及び作動特性パラメータ，１次冷却材ポンプ特性曲線，破断想定の位置，断面積及び体様等の条件を含み，主要な出力はブローダウン各時点における炉心圧力，炉心流量，エンタルピ等の燃料棒熱解析に必要な諸量，リフィル解析の初期条件となる蓄圧タンク残存水量，蓄圧タンク圧力，蒸気発生器２次側状態量，原子炉容器内残存水量，原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(9)　ＳＡＴＡＮ－Ⅵ[9]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅵは，原子炉格納容器健全性評価におけるブローダウン現象を模擬するものであり，ＳＡＴＡＮ－Ⅿと同等なコードである。

ＳＡＴＡＮ－Ⅵの入力にはＳＡＴＡＮ－Ⅿと同様の諸量を含み，主要な出力はブローダウン各時点における原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(10)　ＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）[8][10]

小破断ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣ

Ａ）は，小破断時の現象を考慮して気水分離現象及びノード間の水頭差がより正確に算出できるように，ＳＡＴＡＮ－Ｍに機能追加を行ったコードである。

ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）の入力にはＳＡＴＡＮ－Ｍと同様の諸量を含み，主要な出力は，ブローダウン各時点における炉心圧力，炉心流量，気泡炉心水位等の燃料棒熱解析に必要な諸量である。

(11)　ＷＲＥＦＬＯＯＤ[7][8]

リフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤは，非常用炉心冷却設備性能評価においてはリフィル期間，また，原子炉格納容器健全性評価においてはリフィル及び再冠水期間における１次冷却系全体の模擬をＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵに引き続き行う。

リフィル期間はバイパス終了後，非常用炉心冷却設備からの注水により，原子炉容器下部プレナムが満水になるまでを模擬する。

再冠水期間は炉心において発生する蒸気及び巻き込み水のループを通過しての原子炉格納容器への放出が主な現象であるから，ループ内における流量は分岐点及び注入点以外は一様として運動量方程式を解く方法を用いている。ただし，各場所における圧力が一様でないことを考慮するため，１次冷却系をノードに区分して模擬する。また，流体のエンタルピ変化に対しては，原子炉容器ダウンカマ及び下部プレナムでの器壁からの伝熱，炉心内における崩壊熱及びその他の残留熱の放出並びに蒸気発生器内における２次側からの伝熱が考慮されている。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算される原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯ（後述）の出力として与えられる。

ＷＲＥＦＬＯＯＤの入力には，系の形状及び水力学的諸量，非常用炉

心冷却設備の作動特性パラメータ，蓄圧タンク及び原子炉容器残存水量，蒸気発生器２次側状態量等を含み，主要な出力は，再冠水解析に必要な再冠水開始時刻（注入水によって下部プレナムが満水になる時刻），再冠水開始時の蓄圧タンク残存水量等の諸量，原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(12)　ＢＡＳＨ－Ｍ[(7)][(8)]

再冠水解析コードＢＡＳＨ－Ｍは，非常用炉心冷却設備性能評価において，再冠水期間における１次冷却系全体の模擬を行い，燃料被覆管最高温度を計算するための燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度，炉心流入水エンタルピ等を算出する。ＢＡＳＨ－Ｍは大別して炉心部の流動・伝熱モデルとそのほかの１次冷却系流動モデルからなる。

炉心部の流動・伝熱モデルでは，平均出力に対応した燃料棒内の熱伝導方程式を解く部分と，流体挙動を質量，エネルギ保存則とドリフトフラックスモデルにより解く部分からなるが，軸方向を詳細にノード分割し，熱伝達モデルを介在することで，両者は結合され，各ノードにおける流量，ボイド率，エンタルピ等が算出される。熱伝達モデルとしては，以下の体様が含まれ，各位置の流動状況に応じて使用される。

ａ　液相への強制対流熱伝達

ｂ　核沸騰熱伝達

ｃ　遷移沸騰熱伝達

ｄ　膜沸騰熱伝達

ｅ　液滴への輻射熱伝達

ｆ　蒸気への強制対流熱伝達

ｇ　蒸気への輻射熱伝達

１次冷却系流動モデルは，炉心部の流動・伝熱モデルより，炉心出口

質量流量，エネルギ流量等を受け渡され，ＳＡＴＡＮ－Ｍと同様に，１次冷却系を多数のノードに区分し，質量，運動量及びエネルギ保存則を解き，各ノード内冷却材の圧力，エンタルピ，密度，ノード間の流量等を算出し，炉心部の流動・伝熱モデルへ炉心入口質量流量等を受け渡す。炉心部の流動・伝熱モデルと１次冷却系流動モデルとは，このように互いに出力を受け渡しながら計算を進める。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算される原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯ（後述）の出力として与えられる。

ＢＡＳＨ－Ｍの入力には，系の形状及び水力学的諸量，燃料の線出力密度等再冠水開始時初期条件，非常用炉心冷却設備の動作特性パラメータ等を含み，主要な出力は燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度，炉心流入水エンタルピ，原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(13)　ＣＯＣＯ[7][8]

原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯは，原子炉格納容器内を気相系と液相系に大別し，各系内では状態は一様とし，各々の系について質量及びエネルギ保存則を解く。

気相部の蒸気については過熱及び飽和状態，液相部の水については飽和及び未飽和状態を模擬することができ，どの状態にあるかはコード内で自動的に判定して，対応した状態方程式を用いる。また，原子炉格納容器スプレイ設備等減圧系のみならず，原子炉格納容器内構築物との間の熱の授受もモデルに組み込まれている。

ＣＯＣＯの入力としては，原子炉格納容器自由体積，構築物形状・数量等のデータ，減圧系等の特性及び作動パラメータ，圧力，温度，湿度

等の初期条件のほかに，１次冷却系からの質量流量及びエネルギ放出量が必要であるが，これはブローダウン時についてはＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵ，リフィル時についてはＷＲＥＦＬＯＯＤ，再冠水時についてはＢＡＳＨ－Ｍ又はＷＲＥＦＬＯＯＤの出力として与えられる。主要な出力は原子炉格納容器内圧の過渡変化である。

(14)　ＬＯＣＴＡ－Ｍ[7][8]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ｍコードは，ＳＡＴＡＮ－Ｍ，ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Ｍの出力を入力として，ブローダウン過程より再冠水過程に至るまでの燃料棒熱解析を行い，燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－Ｍは大別して燃料被覆管表面熱伝達係数を求める部分と燃料棒熱モデル部分とから構成される。

燃料被覆管表面熱伝達係数は，ブローダウン中はＳＡＴＡＮ－Ｍの出力として与えられる炉心圧力，炉心流量，エンタルピ等から求められ，次のような体様が含まれる。

ａ　核沸騰熱伝達

ｂ　遷移沸騰熱伝達

ｃ　蒸気流への強制対流熱伝達

ｄ　蒸気への輻射熱伝達

リフィル中は燃料棒間の輻射熱伝達のみを考慮し，また再冠水過程はＢＡＳＨ－Ｍの出力として与えられる炉心再冠水速度，炉心流入水エンタルピ等を入力として，ＢＡＳＨ－Ｍの炉心部の流動・伝熱モデルと同一のモデルを使用して，燃料被覆管表面熱伝達係数を算出する。

燃料棒熱モデル部分では燃料ペレット及び燃料被覆管を半径方向及び軸方向に区分し，境界条件の下で熱発生及び熱伝導を解くが，次の影響が考慮されている。

ａ　燃料ペレット内での分布を考えた熱発生

ｂ　燃料被覆管でのジルコニウム－水反応による熱発生

ｃ　温度及び酸化ジルコニウム生成に伴う諸物性値の変化

ここで，燃料被覆管が破裂したと計算された後では，燃料被覆管内面において少なくとも破裂箇所の上下各々3.8cm の範囲でジルコニウム－水反応が起こるものと仮定する。燃料被覆管と水との反応熱の評価はＯＲＮＬの実験に基づいて三菱原子力工業㈱が作成した反応速度相関式[11]により計算する。また，燃料被覆管のジルコニウム－水反応量はBaker-Just の式[12]に基づいて計算する。

燃料ペレット－燃料被覆管の間のギャップ熱伝達係数は，ギャップ内気体組成，ギャップ形状，ギャップ内気体及び周辺の温度を考慮して求められる。この場合，燃料被覆管変形の影響も考慮されている。

ＬＯＣＴＡ－Ⅿの入力には，ＳＡＴＡＮ－Ⅿ，ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Ⅿの出力のほかに燃料ペレット初期温度と線出力密度等の燃料棒に関する初期条件を含み，主要な出力は，「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度及びジルコニウム－水反応量を含む。

(15)　ＬＯＣＴＡ－Ⅳ[8][10]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ⅳは，ＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ ＬＯＣＡ）の出力を入力として，小破断ブローダウン時炉心部の水位が一時的に低下し燃料棒が露出する場合の燃料棒熱解析を行い，燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－ⅣはＬＯＣＴＡ－Ⅿのブローダウン過程解析モデルと基本的に同じである。

ＬＯＣＴＡ－Ⅳの入力には，ＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）の出力のほかに燃料ペレット初期温度，線出力密度等の燃料棒に関する

初期条件を含み，主要な出力は，「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度，ジルコニウム－水反応量を含む。

(16)　その他のコード

原子炉格納容器内に浮遊する核分裂生成物からのγ線による線量の計算にはＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧコード，アニュラス部内に浮遊する核分裂生成物からのγ線による線量の計算にはＳＰＡＮコードを使用するが，詳細は「3.4.4.4　原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物による線量の評価」で述べる。

また，特に中性子束分布の歪みを考慮しなければならない事象については以下のコードを使用して，解析の入力値を得る。

ａ　ＰＡＮＤＡ

２組１次元拡散コードＰＡＮＤＡは組定数などを入力として空間分布のあるキセノン濃度，減速材密度，ドップラ効果などの非線型効果を考慮した出力分布が求められる。

ｂ　ＨＩＤＲＡ

２組２次元拡散コードＨＩＤＲＡは，燃焼度の関数としての２組組定数等を入力として減速材密度，キセノン濃度及びドップラ効果の空間分布を考慮した出力分布が求められる。

1.4　参考文献

(1)　「三菱新ＤＮＢ相関式（ＭＩＲＣ－１）について」

ＭＡＰＩ－1075　改1

三菱原子力工業，昭和63年

(2)　「統計的熱設計手法について」ＭＡＰＩ－1076　改1

三菱原子力工業，昭和63年

(3)　「三菱ＰＷＲの事故解析計算コードの概要」ＭＡＰＩ－1017　改2

三菱原子力工業，昭和52年

(4)　「三菱ＰＷＲの事故解析コードの検証」ＭＡＰＩ－1058

三菱原子力工業，昭和55年

(5)　「ＴＨＩＮＣ－Ⅲコードの概要」ＭＡＰＩ－1072

三菱原子力工業，昭和59年

(6)　「ＤＮＢ相関式について」ＭＡＰＩ－1029　改1

三菱原子力工業，昭和51年

(7)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」

ＭＡＰＩ－1035　改8

三菱原子力工業，平成11年

(8)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」

ＭＡＰＩ－1063　改1

三菱原子力工業，昭和59年

(9)　「ＰＷＲ非常用炉心冷却系安全評価解析コード」

ＭＡＰＩ－1035　改1

三菱原子力工業，昭和51年

(10)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（小破断時）」

ＭＡＰＩ－1041　改6

三菱原子力工業，昭和63年

(11) 「ジルコニウム－水蒸気反応速度式」ＭＡＰＩ－1057　改1

三菱原子力工業，昭和56年

(12) 「Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures, Ⅲ, Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium-Water Reaction」

L. Baker, L. C. Just, ANL-6548, 1962

第 1.2.2 表　解析に使用する原子炉トリップ
限界値及び応答時間

原子炉トリップ信号	解析に使用するトリップ限界値	応答時間（秒）
出力領域中性子束高（高　設　定）	118%（定格出力値に対して）	0.5
出力領域中性子束高（低　設　定）	35%（定格出力値に対して）	0.5
過大温度ΔT高	1次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.3 図参照）	6.0
過大出力ΔT高	1次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.3 図参照）	6.0
原子炉圧力高	16.61MPa［gage］	2.0
原子炉圧力低	12.73MPa［gage］	2.0
1次冷却材流量低	87%（定格流量に対して）	1.0
1次冷却材ポンプ電源電圧低	65%　（定格値に対して）	1.5
蒸気発生器水位異常低	狭域水位検出器下端水位	2.0
タービントリップ	―	1.0

第1.2.4表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能

－運転時の異常な過渡変化

分　　類	機　　能	系統及び機器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ 制御棒駆動装置（トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ 非常用炉心冷却設備(ほう酸水注入機能)
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水設備 主蒸気安全弁
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用所内電源系
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービン保安装置 主蒸気止め弁（閉機能）

第1.2.5表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能

－設計基準事故

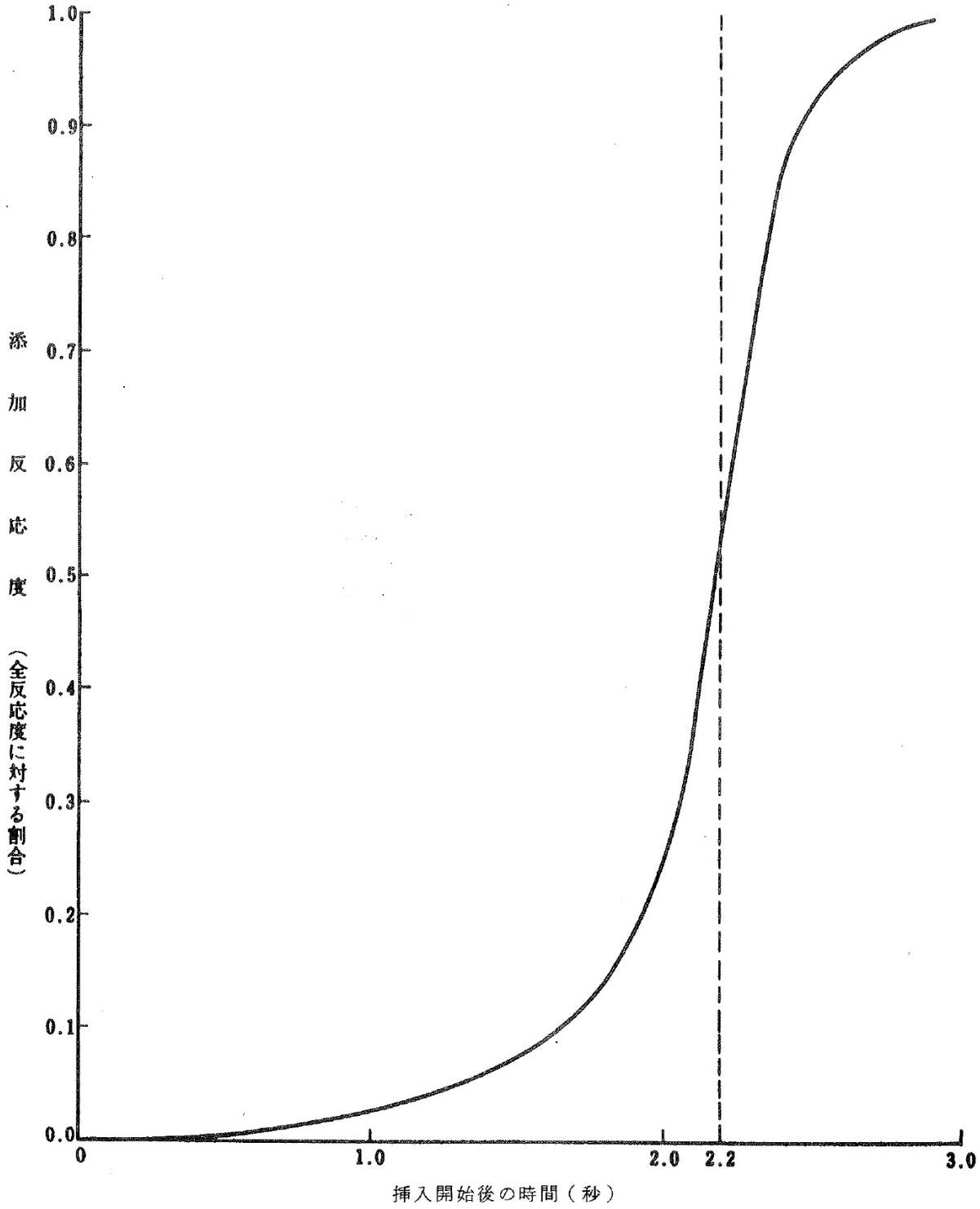
分　　類	機　　能	系統及び機器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ 制御棒駆動装置（トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ 非常用炉心冷却系(ほう酸水注入機能)
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水設備，主蒸気安全弁 主蒸気隔離弁 主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能）
	炉心冷却機能	非常用炉心冷却設備
	放射性物質の閉じ込め機能 放射線の遮へい及び放出低減機能	原子炉格納容器，アニュラス，原子炉格納容器隔離弁，原子炉格納容器スプレイ設備，アニュラス空気浄化設備，安全補機室空気浄化設備
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用所内電源系
ＭＳ－２	放射性物質放出の防止機能	アニュラス空気浄化設備
	異常状態の緩和機能	加圧器逃がし弁（手動開閉機能）
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービン保安装置 主蒸気止め弁（閉機能）

第 1.3.1 表　解析に使用する計算コード一覧表（1）
－運転時の異常な過渡変化

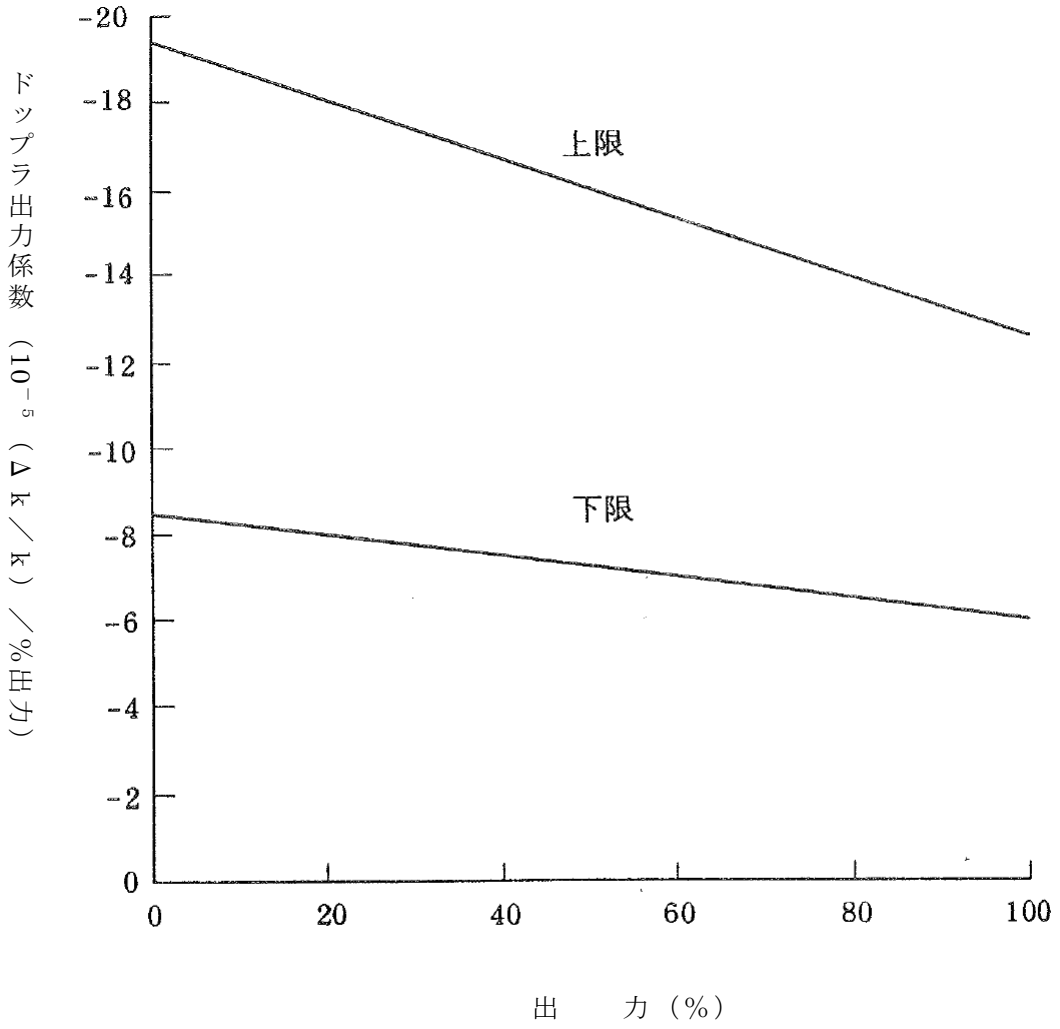
分　　類	解　析　項　目	使用計算コード
炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ
	制御棒の落下及び不整合	ＭＡＲＶＥＬ ＨＩＤＲＡ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	－
炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	外部電源喪失	－
	主給水流量喪失	ＢＬＫＯＵＴ
	蒸気負荷の異常な増加	ＭＡＲＶＥＬ
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	ＭＡＲＶＥＬ
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	

第 1.3.2 表　解析に使用する計算コード一覧表（2）
－設計基準事故

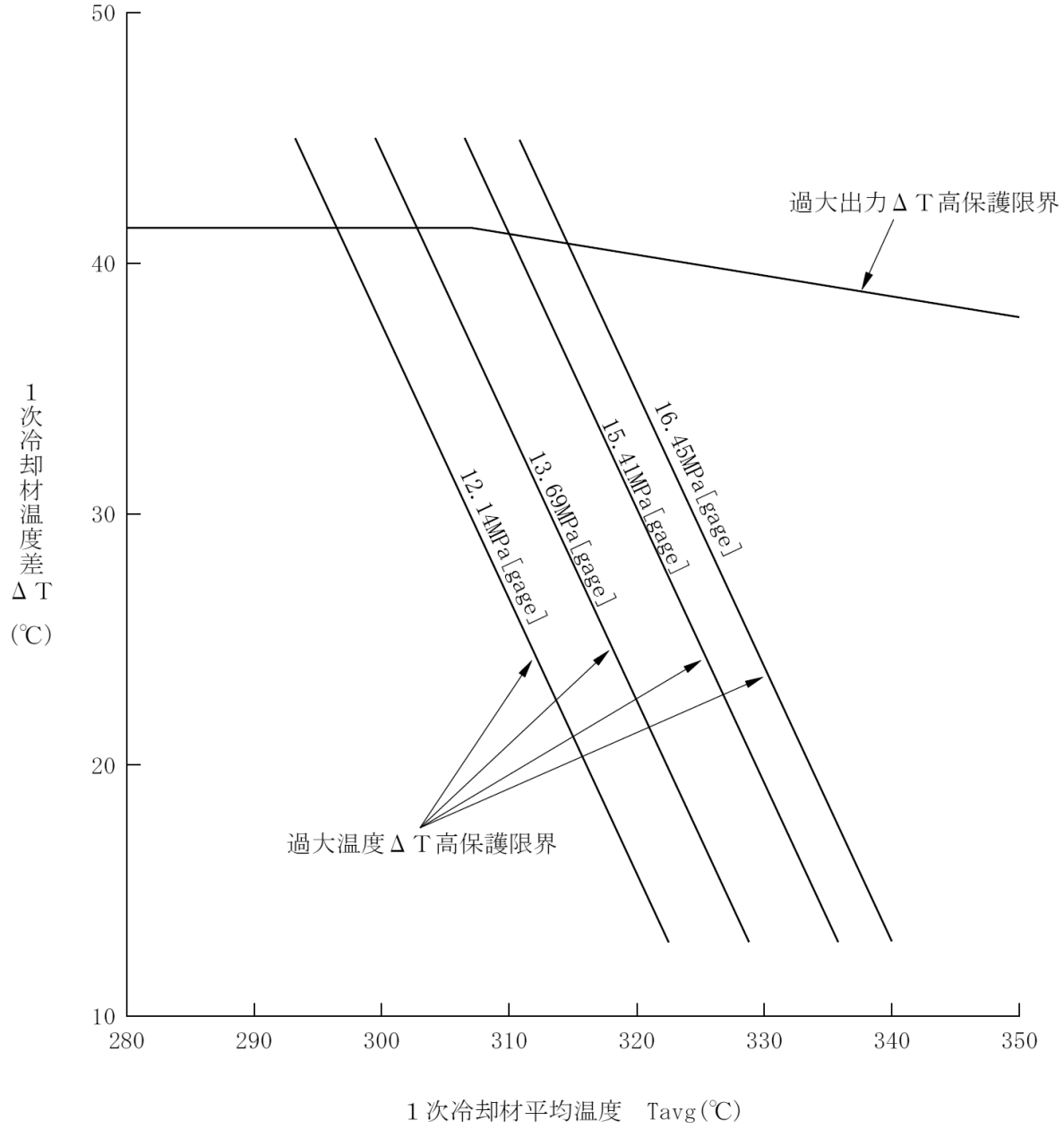
分　　類	解　析　項　目		使用計算コード
原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	大 破 断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＢＡＳＨ－Ｍ ＬＯＣＴＡ－Ｍ ＣＯＣＯ
		小 破 断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ （Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ） ＬＯＣＴＡ－Ⅳ
	原子炉冷却材流量の喪失		ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材ポンプの軸固着		
	主給水管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	主蒸気管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＨＩＤＲＡ ＰＡＮＤＡ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒飛び出し		ＴＷＩＮＫＬＥ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損		－
	蒸気発生器伝熱管破損		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	燃料集合体の落下		－
	原子炉冷却材喪失		ＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧ ＳＰＡＮ
	制御棒飛び出し		
原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失		ＳＡＴＡＮ－Ⅵ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＣＯＣＯ
	可燃性ガスの発生		－



第 1.2.1 図　トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線



第 1.2.2 図　解析に使用したドップラ出力係数



第 1.2.3 図　過大出力ΔT高及び過大温度ΔT高による保護限界図（代表例）

2.　運転時の異常な過渡変化の解析

2.2　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

2.2.1　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

2.2.1.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

中性子束，燃料エンタルピ及び原子炉圧力の変化を第2.2.1.1図に示す。中性子束は，約10.7秒後にトリップ点まで増大し，更に定格出力値の約3.3倍まで上昇するが，ドップラ反応度帰還効果によって急速に抑えられる。

燃料エンタルピ及び原子炉圧力最大値は，それぞれ約367kJ／kg・UO_2及び約17.0MPa［gage］である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

2.2.2.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

制御棒クラスタの引き抜き速度が速い場合として最大の反応度添加率である 7.5×10^{-4}（Δｋ／ｋ）／ｓとした場合の原子炉出力，原子炉圧力，１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第2.2.2.1図に示す。この場合，原子炉出力が急速に上昇し，過渡変化発生の約1.5秒後に「出力領域中性子束高」の原子炉トリップ限界値に達し，約2.0秒後に制御棒クラスタは落下を開始する。原子炉出力のピーク値は定格値の約 125％である。この自動停止は非常に早い時期に行われるので，原子炉圧力及び１次冷却材平均温度の変化は小さく，原子炉圧力の上昇は約 0.5MPa，最小ＤＮＢＲは約1.50となる。

また，燃料中心温度の変化を第2.2.2.2図に示すが，その最高値は約2,143℃である。

制御棒クラスタ引き抜き速度が遅い場合として最小のＤＮＢＲを与える反応度添加率 3.2×10^{-5}（Δｋ／ｋ）／ｓとした場合の原子炉出力，原子炉圧力，１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第2.2.2.3図に示す。この場合，過渡変化は反応度添加率が小さいため長くなるが，過渡変化発生の約 34.2 秒後に「過大温度ΔＴ高」のトリップ限界値に達し，約 40.2 秒後に制御棒クラスタは落下を開始する。原子炉出力のピーク値は定格値の約 118％である。原子炉圧力及び１次冷却材平均温度の上昇は，制御棒クラスタの速い引き抜きの場合より大きいが，原子炉圧力の上昇は約 0.7MPa，１次冷却材平均温度のピーク値は約 313℃にとどまり，過渡変化中

の最小ＤＮＢＲも約 1.36 である。

また，燃料中心温度については，最高値を与える反応度添加率 5.0×10^{-5}（Δｋ／ｋ）／ｓとした場合の変化を第 2.2.2.4 図に示すが，その最高値は約 2,296℃である。

反応度添加率と最小ＤＮＢＲの関係は，第 2.2.2.5 図に示すとおりで反応度添加率の全範囲にわたる最小ＤＮＢＲは，約 1.36 である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.3　制御棒の落下及び不整合

2.2.3.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

定格出力運転中，最大反応度価値を有する制御棒クラスタ１本が落下した場合を上回る反応度が添加されたときの原子炉出力，熱流束，１次冷却材平均温度，原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第2.2.3.1図及び第2.2.3.2図に示す。

制御棒クラスタは瞬時に落下し終わるとしているので，原子炉出力及び熱流束は過渡変化の発生直後急減し，一時的に原子炉圧力及び１次冷却材平均温度も低下するが，その後自動制御運転の場合は，制御棒制御系の作動により回復する。

この過渡変化中に最小ＤＮＢＲは熱流束の減少とともに上昇し，熱流束が復帰するにつれ低下する。ＤＮＢＲは，熱水路係数として制御棒クラスタの落下後の値を用い，かつ，過渡変化中一定として計算しているが，この場合でも最小ＤＮＢＲは約 1.31 である。原子炉出力の最大値は約 105％であるので，燃料中心温度は十分溶融点未満である。また，原子炉圧力の上昇は約0.2MPaである。

制御棒制御系が手動制御運転である場合には，原子炉圧力が低下し続け，「原子炉圧力低」信号により，原子炉は自動停止される。最小ＤＮＢＲはこの過渡変化中に初期値以下に低下することはない。

また，制御棒クラスタの不整合の場合においては最小ＤＮＢＲは約 1.37 である。この場合，原子炉出力の変化はないので，燃料中心温度は十分溶融点未満であり，原子炉圧力の変化もない。

自動又は手動による原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移

行することができる。

2.2.4　原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

2.2.4.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

ａ．プラント起動時の異常な希釈

この場合には，１次冷却材の初期ほう素濃度と臨界に達するほう素濃度の差が大きく，希釈率も比較的小さいため，希釈が始まってから「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報が発せられるまでに約 50 分を要し，臨界に至るまでに更に約 11 分を要する。したがって，運転員が異常状態を検知し，原因を取り除く手段をとるのに十分な時間がある。

異常の原因を除去した後は，ほう素の濃縮及び通常の運転操作により原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

ｂ．出力運転時の異常な希釈

原子炉が自動制御出力運転にある場合は，希釈に伴う反応度添加を補償するよう，制御棒クラスタを炉心内に自動挿入する。制御棒クラスタが挿入限界に達した後，更に希釈が続けられて，停止余裕を失うに至るまでに約 15 分を要するため，「制御棒挿入限界」警報により，運転員が異常状態を検知し，原因を取り除き，あらかじめ決められた手順でほう素の再濃縮を行うのに十分な時間がある。

原子炉が手動制御出力運転にあり，かつ，運転員が異常状態に対し何らの措置もとらない場合には，原子炉出力及び１次冷却材温度が上昇し，「過大温度ΔＴ高」信号により原子炉は自動停止する。この過渡変化は「2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様で，反応度添加率はこの解析で使用した範囲に含

まれており，最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず，燃料中心温度は溶融点未満である。また，原子炉圧力の上昇も僅かである。

異常の原因を除去した後は，手動又は自動による原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.3.1　原子炉冷却材流量の部分喪失

2.3.1.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

１次冷却材ポンプ２台停止時の炉心流量，原子炉出力，平均点熱流束，熱点熱流束，最小ＤＮＢＲ及び原子炉圧力の変化を第2.3.1.1図に示す。最小ＤＮＢＲは過渡変化発生の約3.4秒後に約1.61となる。また，原子炉圧力の上昇は約0.5MPaである。

原子炉出力は上昇することはないので，燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.2　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

2.3.2.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

解析結果を第2.3.2.1図に示す。原子炉出力は，「出力領域中性子束高（高設定）」のトリップ限界値まで上昇し，原子炉トリップにより急速に低下する。熱流束の最大値は定格値の約108％であり，最小ＤＮＢＲは約1.29である。燃料中心温度の最高値は約2,241℃である。また，１次冷却材の炉心平均温度は，定格出力時より低い値にしかならない。原子炉圧力の上昇は約0.8MPaである。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.3　外部電源喪失

2.3.3.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

最小ＤＮＢＲは約 1.49 である。原子炉出力は上昇しないので，燃料中心温度の上昇は小さい。また，原子炉圧力の最高値は約17.3MPa［gage］にとどまる。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.4　主給水流量喪失

2.3.4.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

原子炉圧力の過渡変化を第 2.3.4.1 図に示す。原子炉圧力は加圧器安全弁の作動により最大約 17.3MPa［gage］にとどまる。

また，蒸気発生器水位，加圧器保有水量及び１次冷却材平均温度の過渡変化を第 2.3.4.2 図に示す。蒸気発生器水位は，主給水流量の喪失及び原子炉トリップにより蒸気発生器内の気泡がつぶれることによって急速に低下するが，補助給水ポンプの作動によって補われ，漸次水位は回復する。１次冷却材ポンプは停止するが，１次冷却材の自然循環によって十分熱除去が可能である。１次冷却材の温度上昇は，過渡変化の発生後約 42 分で最高値となり，以後低下に向かう。この間熱膨張により加圧器が満水になることはなく（最大で約 94%），１次冷却材が加圧器逃がし弁又は安全弁から放出されるようなことは起こらない。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.5　蒸気負荷の異常な増加

2.3.5.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

ケースＡにおいては，原子炉圧力は若干上昇するが，１次冷却材平均温度が大幅に低下するため，ＤＮＢＲは初期値から僅かに減少するのみであり，最小ＤＮＢＲは，許容限界値を下回ることはない。

ケースＢにおいては，減速材の反応度帰還がより大きいので原子炉出力の上昇も大きいが，最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはない。

ケースＣ及びケースＤの場合，原子炉出力は制御棒クラスタの引き抜きにより上昇し，１次冷却材平均温度はプログラム値に保たれるため，ＤＮＢＲに関してより厳しい結果となる。ケースＣの解析結果を第 2.3.5.1 図に示し，ケースＤの解析結果を第 2.3.5.2 図に示す。ケースＣの最小ＤＮＢＲは約 1.57 であり，ケースＤの最小ＤＮＢＲは約 1.58 である。また，原子炉圧力の上昇は約 0.2MPa［gage］である。

いずれの場合にも原子炉出力は約 111％を超えることはなく，過度な原子炉出力の上昇がないので，燃料中心温度は十分溶融点未満である。

この後，異常原因を除去し，原子炉を手動停止した後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.6　２次冷却系の異常な減圧

2.3.6.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

高温停止状態において１個の２次冷却系の弁から蒸気が放出された場合の解析結果を第 2.3.6.2 図に示す。

蒸気発生器からの蒸気放出により，蒸気発生器２次側及び１次冷却系は減圧冷却される。「原子炉圧力低」信号により非常用炉心冷却設備が作動し，ほう酸水が炉心に到達することにより，原子炉は臨界となることはなく，過渡変化は安全に終止する。また，ほう酸水が注入され続けたとしても加圧器安全弁の容量は，注入流量を十分上回るため，原子炉圧力が過度に上昇することはない。

この後，異常原因を除去し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.7　蒸気発生器への過剰給水

2.3.7.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

解析結果を第 2.3.7.1 図に示す。蒸気発生器２次側への過剰給水によって，１次冷却材平均温度が低下し，減速材密度係数の正の反応度帰還で原子炉出力が上昇するが，「蒸気発生器水位異常高」信号によるタービントリップに引き続き原子炉は自動停止し，最小ＤＮＢＲは約 1.65 である。また，原子炉出力の上昇は約 107％にとどまるので，燃料中心温度は十分溶融点未満であり，原子炉圧力の上昇も約 0.2MPa［gage］である。

主給水及び原子炉の停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.4　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

2.4.1　負荷の喪失

2.4.1.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

加圧器圧力制御系の減圧効果を考慮した場合の解析結果を第2.4.1.1 図に示す。原子炉は過渡変化発生の約 13.6 秒後に「原子炉圧力高」信号によって自動停止する。最小ＤＮＢＲは約 1.65 である。加圧器スプレイは，過渡変化の発生後直ちに動作するが，原子炉圧力は上昇し，その後加圧器逃がし弁が動作することにより，圧力上昇が抑えられる。

原子炉停止の遅れと，タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁の不動作を仮定しているため，２次冷却系の圧力は主蒸気安全弁の設定圧力まで上昇し，主蒸気安全弁が動作する。この蒸気放出により１次冷却系の冷却がなされる。

加圧器圧力制御系の減圧効果を無視した場合の解析結果を第2.4.1.2 図に示す。原子炉は，過渡変化発生の約 8.0 秒後に「原子炉圧力高」信号によって自動停止する。この間の原子炉圧力は，加圧器安全弁の動作により最大約 17.9MPa［gage］にとどまり，「運転時の異常な過渡変化」の中で最大となる。この場合でも原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約 18.4MPa［gage］にとどまる。

また，いずれの場合にも原子炉出力は上昇しないので燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.4.2　原子炉冷却材系の異常な減圧

2.4.2.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

原子炉出力，原子炉圧力，１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの解析結果を第 2.4.2.1 図に示す。原子炉出力はほぼ初期値に保たれるが，原子炉圧力低下に伴う「過大温度ΔＴ高」信号により原子炉は自動停止する。

最小ＤＮＢＲは約 1.55 である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.4.3　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

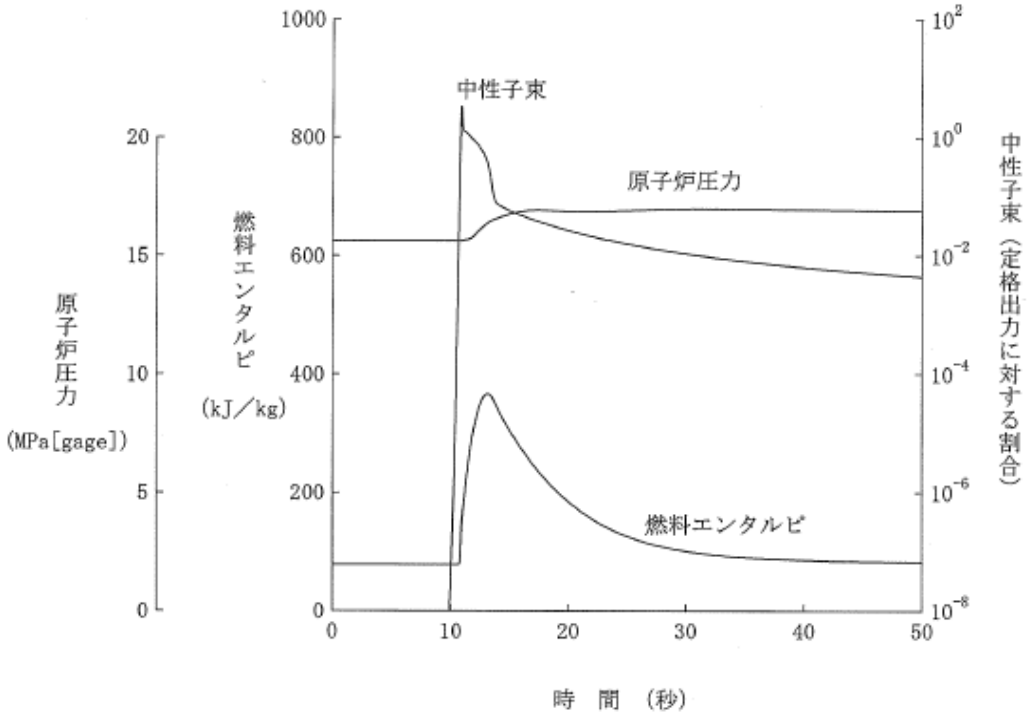
2.4.3.2　過渡変化の解析

(3)　解析結果

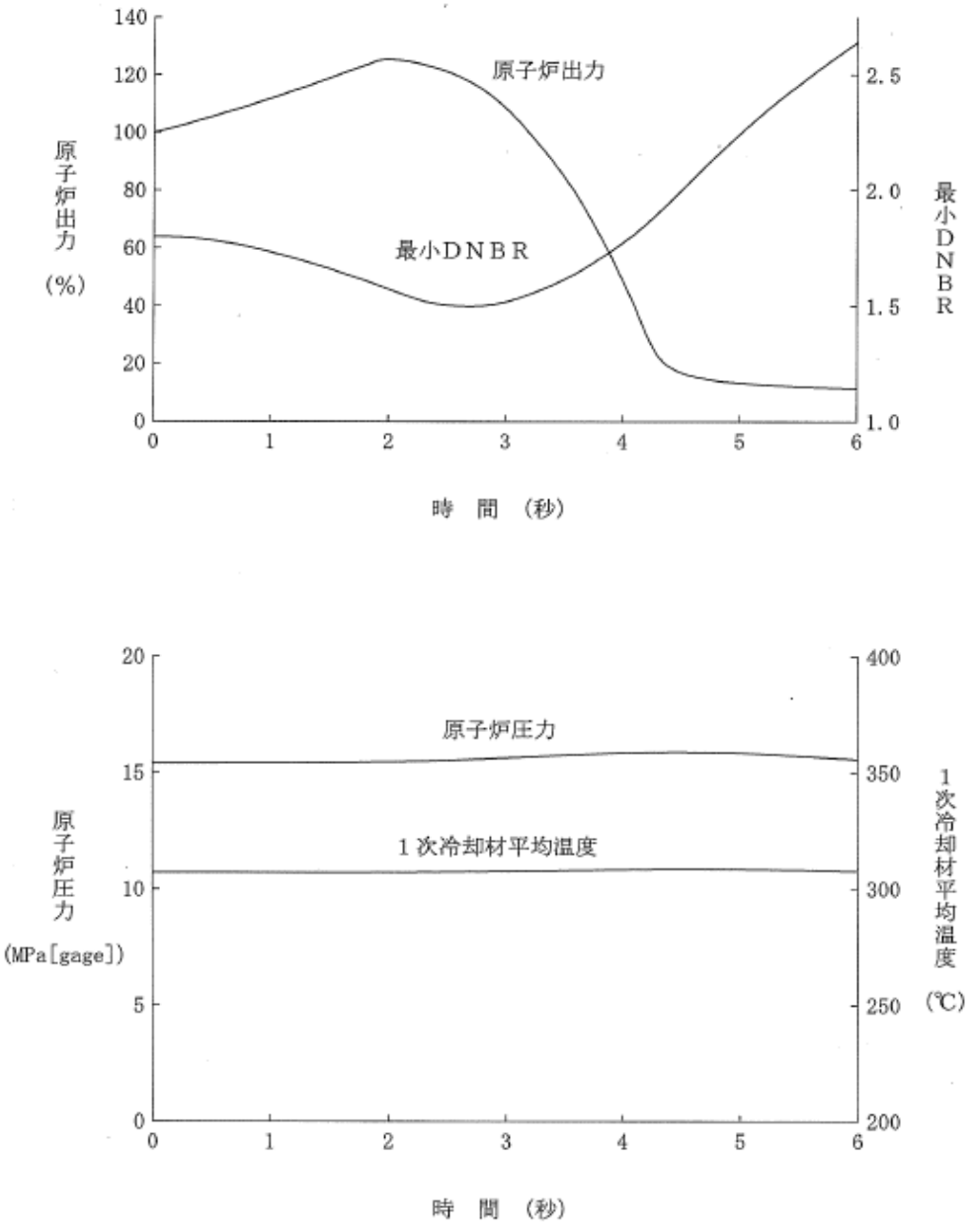
解析結果を第 2.4.3.1 図に示す。ほう酸水の注入により原子炉出力は低下するが，蒸気流量は蒸気加減弁が全開となるまで減少しない。負荷と原子炉出力の不一致は，１次冷却材平均温度，加圧器保有水量及び原子炉圧力を低下させる。原子炉は，「原子炉圧力低」信号により自動停止する。また，最小ＤＮＢＲは初期値を下回ることはない。

原子炉トリップ後，ほう酸水が注入され続けたとしても，加圧器安全弁の容量は注入流量を十分上回るため，原子炉圧力が過度に上昇することはない。

原子炉停止後，異常原因を除去し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

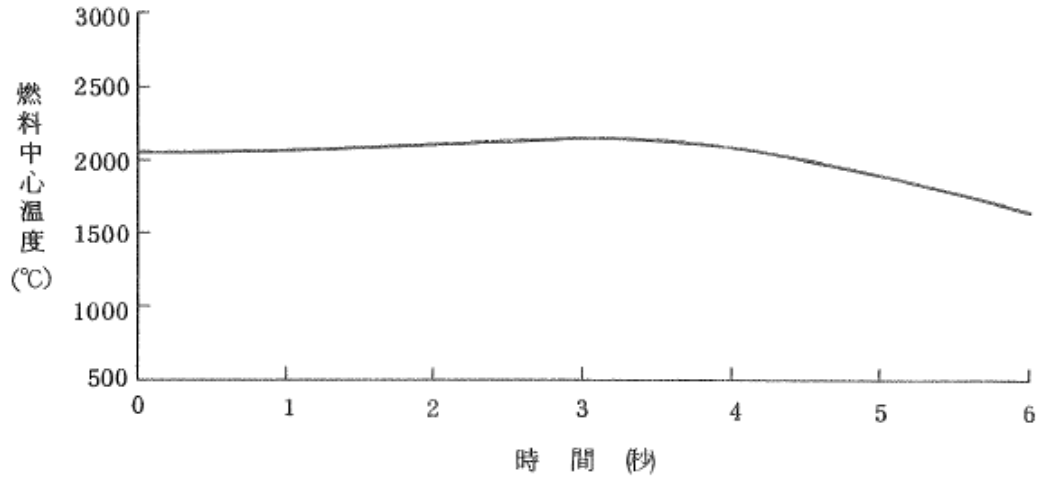


第2.2.1.1図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き



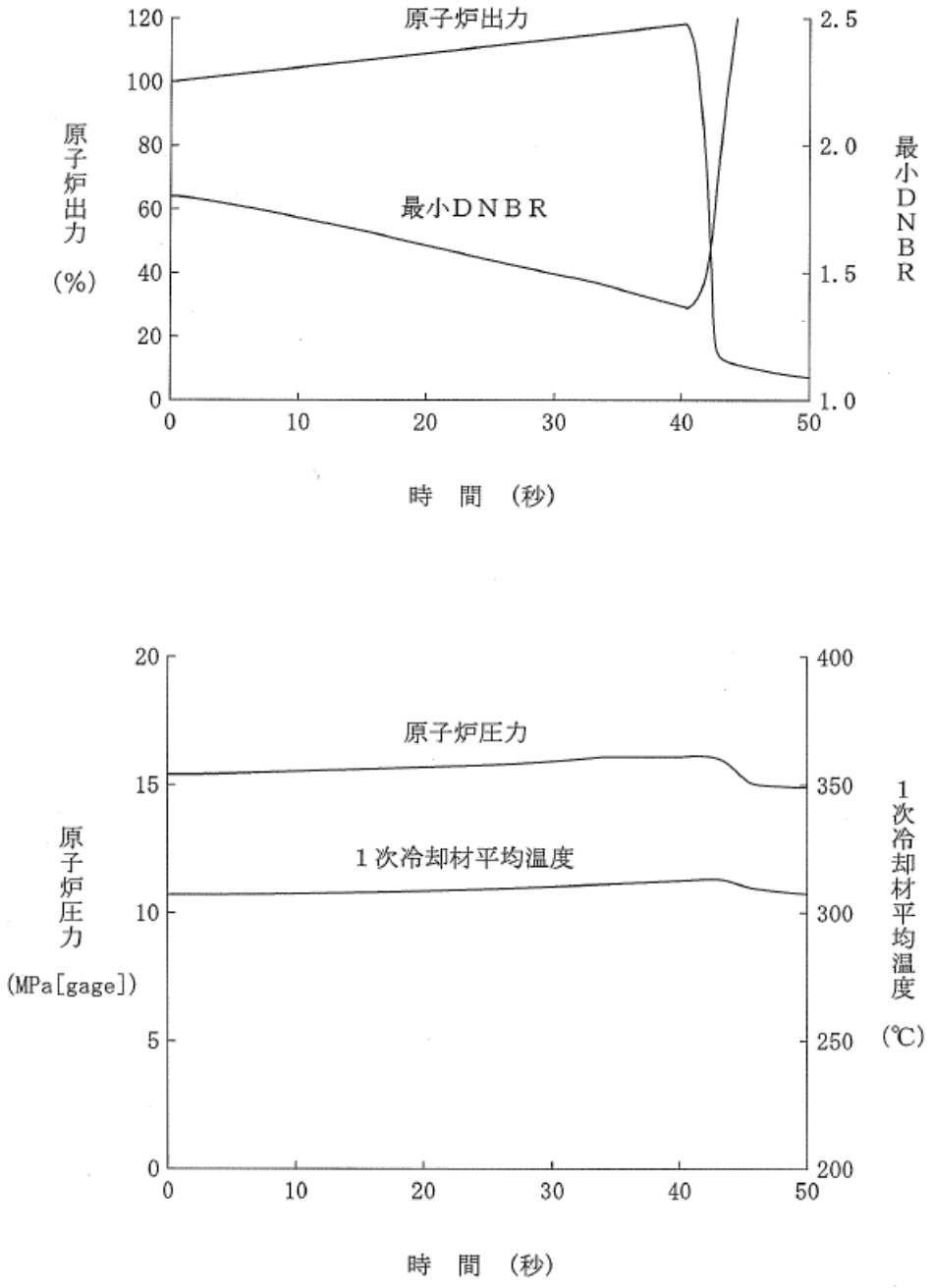
第2.2.2.1図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

－速い引き抜きの場合（1）



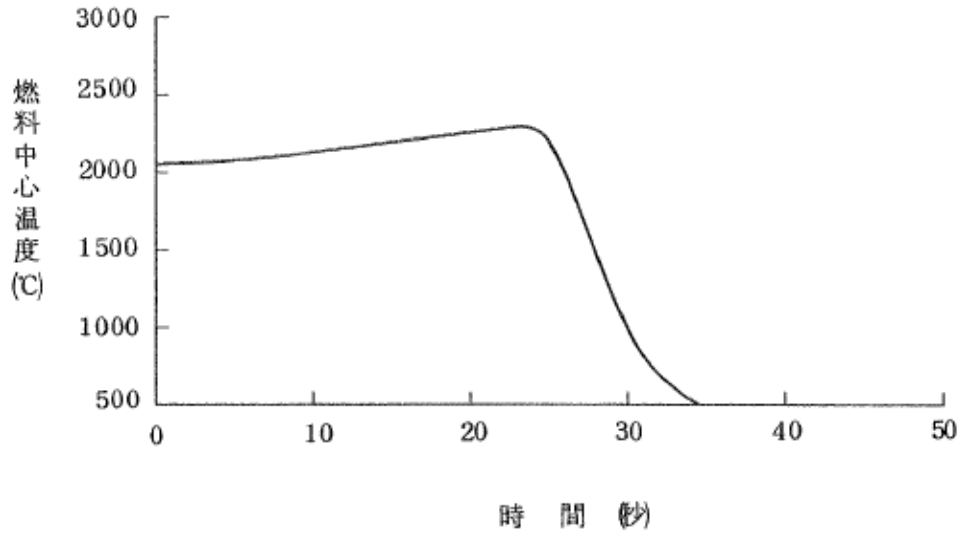
第2.2.2.2図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

－速い引き抜きの場合（2）



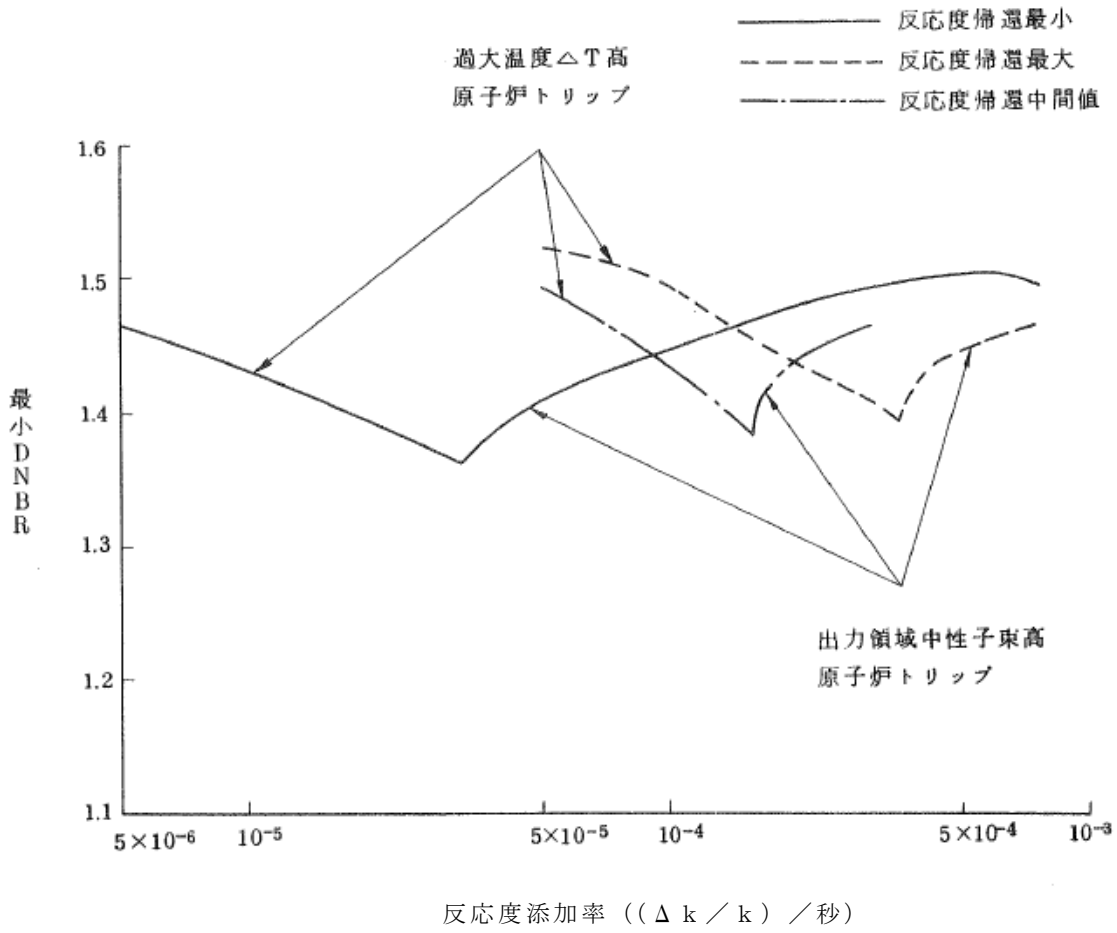
第2.2.2.3図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

－遅い引き抜きの場合（1）

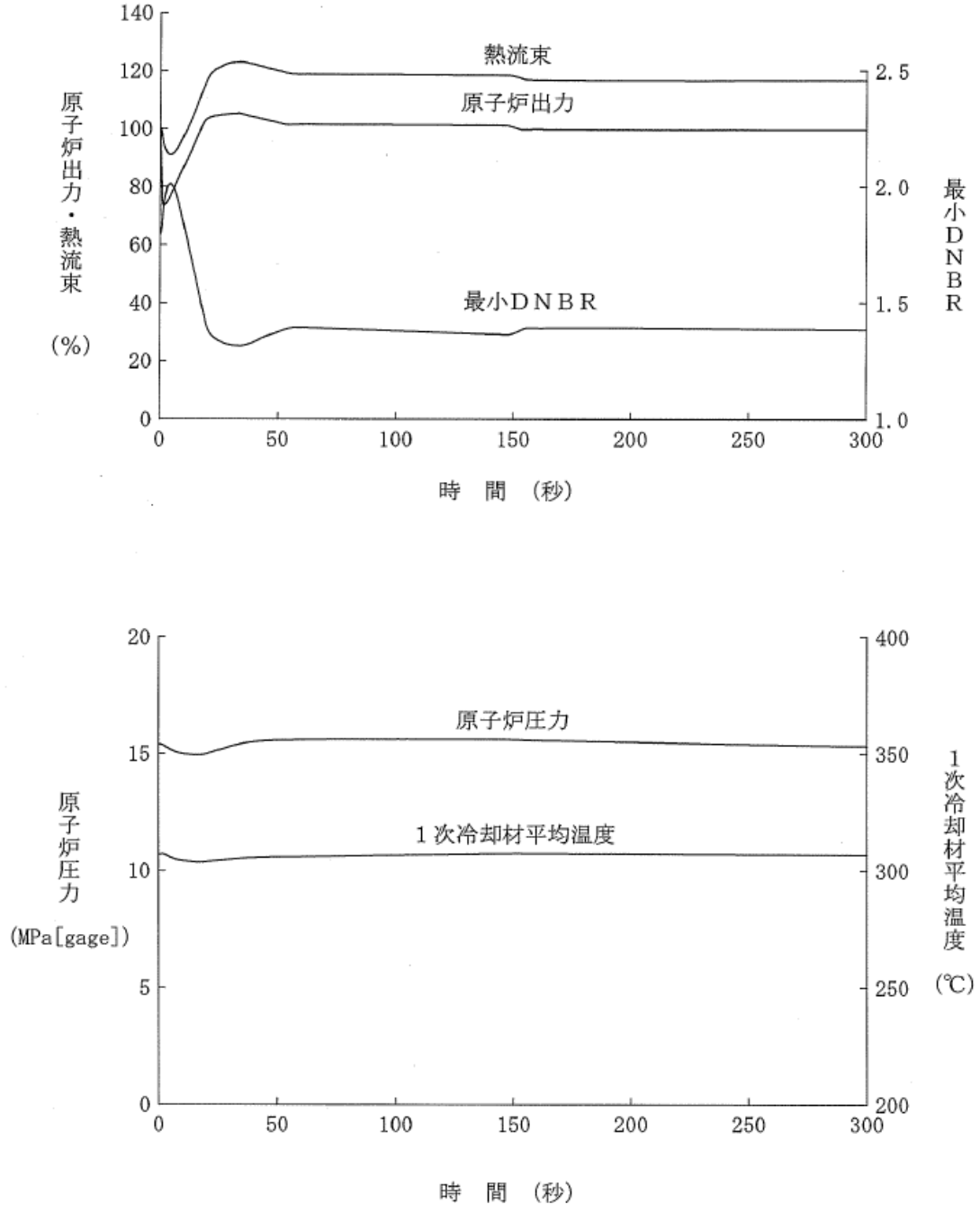


第2.2.2.4図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

－遅い引き抜きの場合（2）

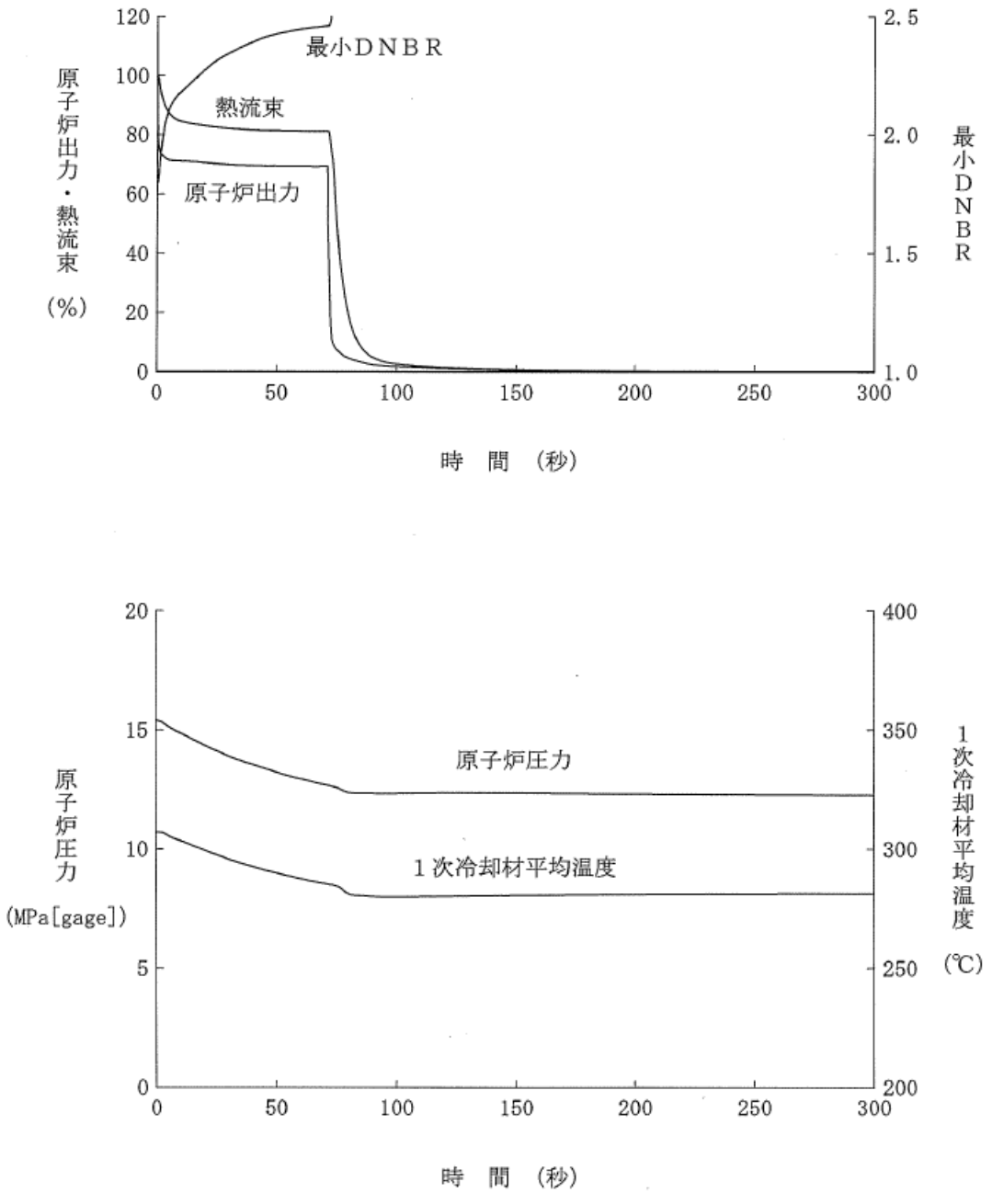


第2.2.2.5図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き



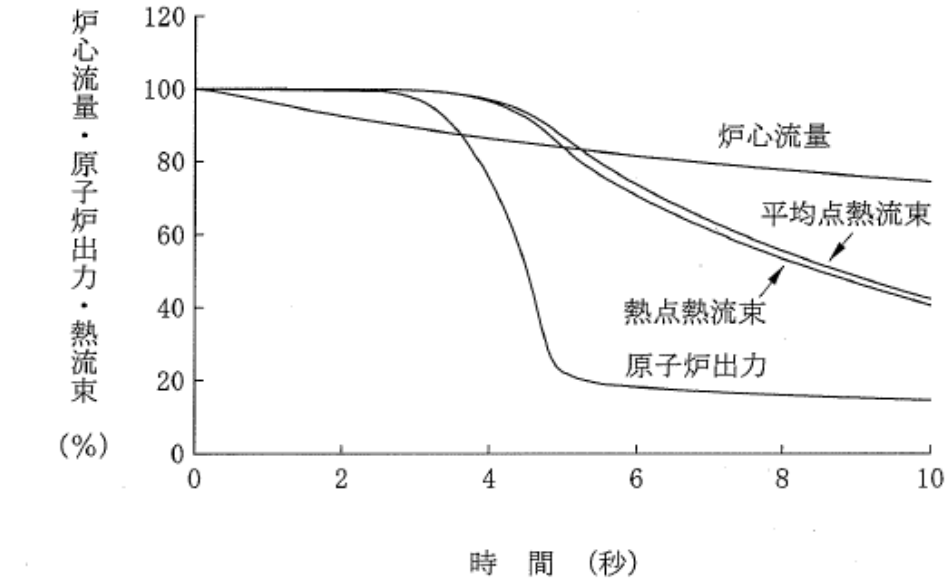
第2.2.3.1図　制御棒の落下

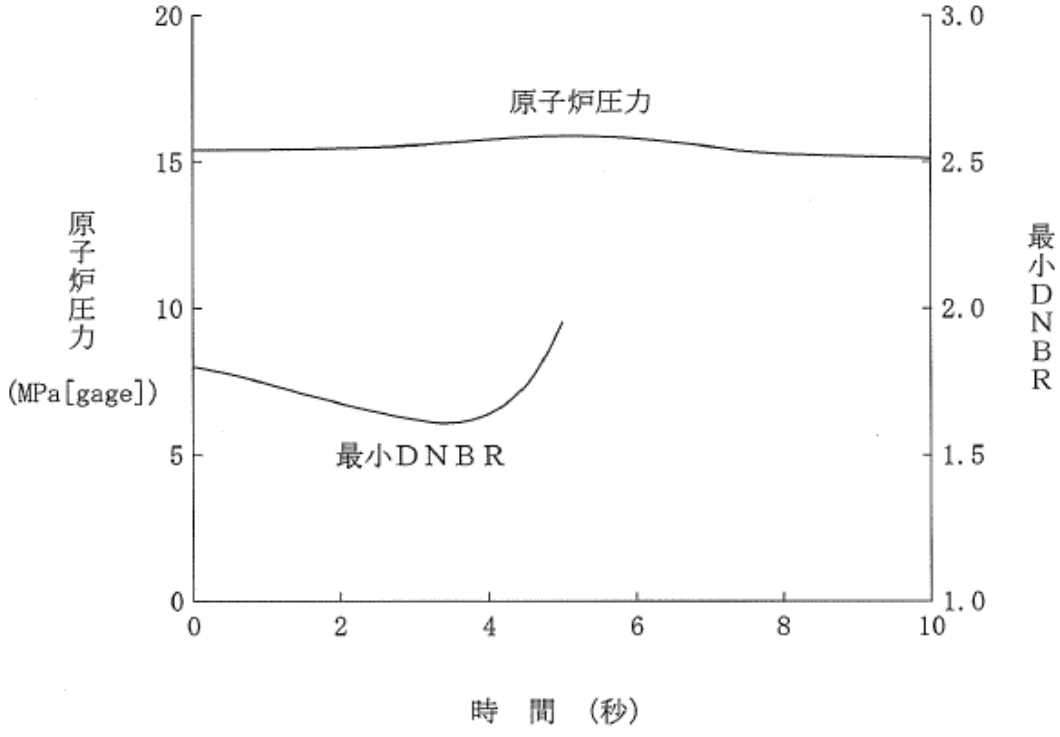
－制御棒自動制御運転



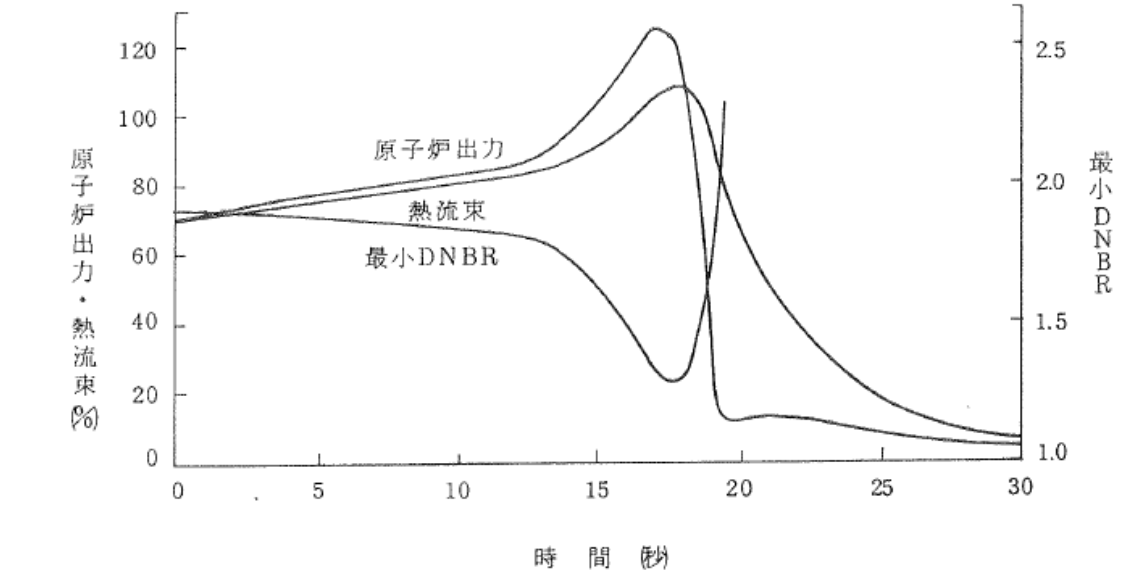
第2.2.3.2図　制御棒の落下

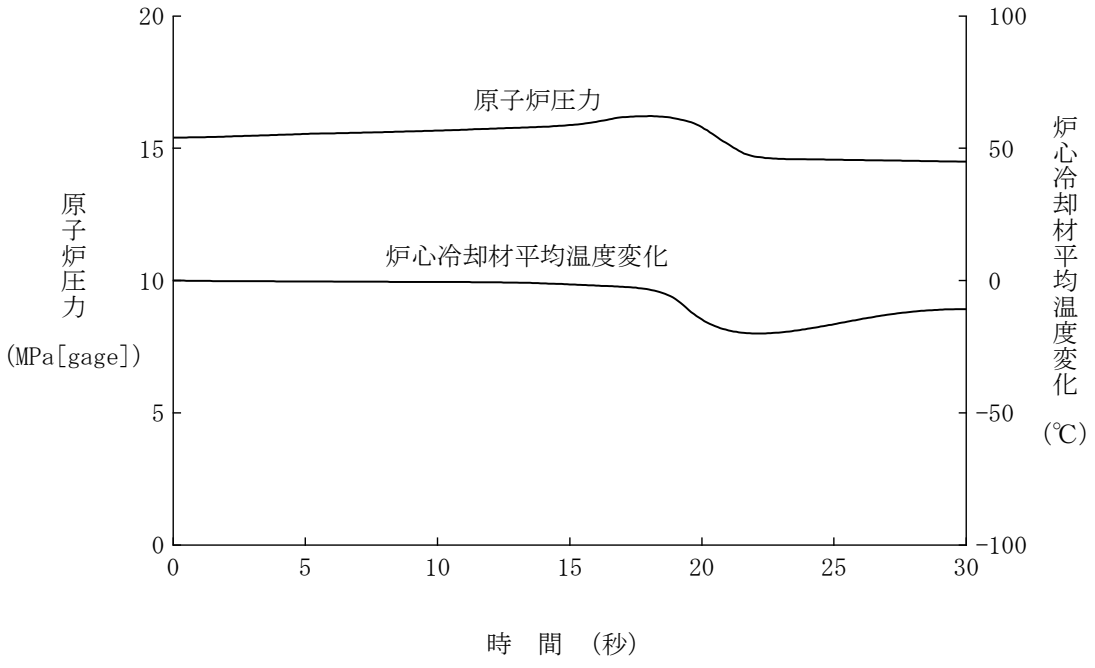
－制御棒手動制御運転



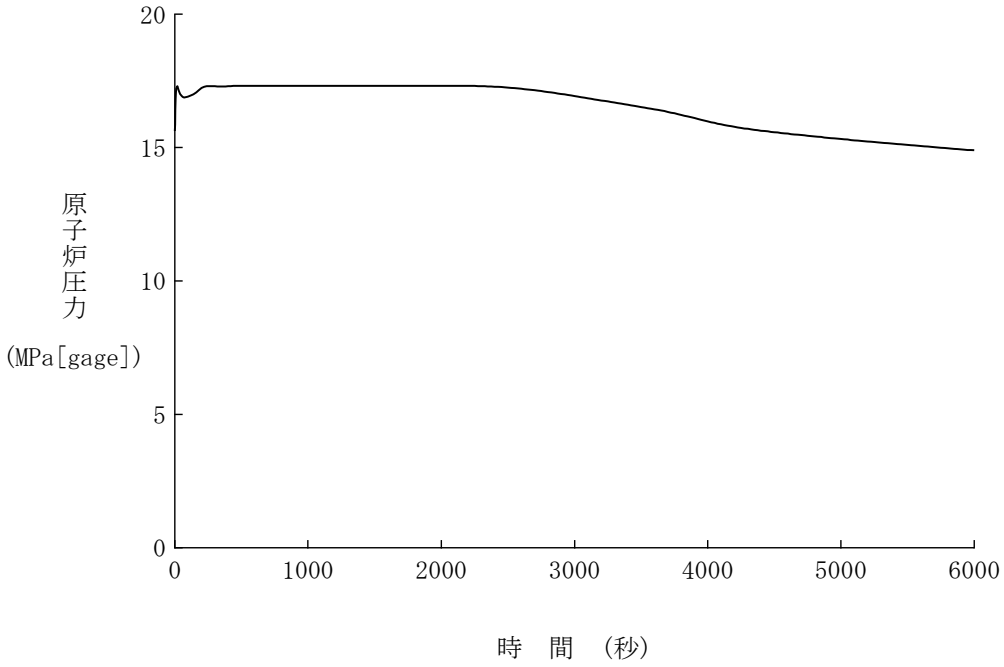


第2.3.1.1図　原子炉冷却材流量の部分喪失

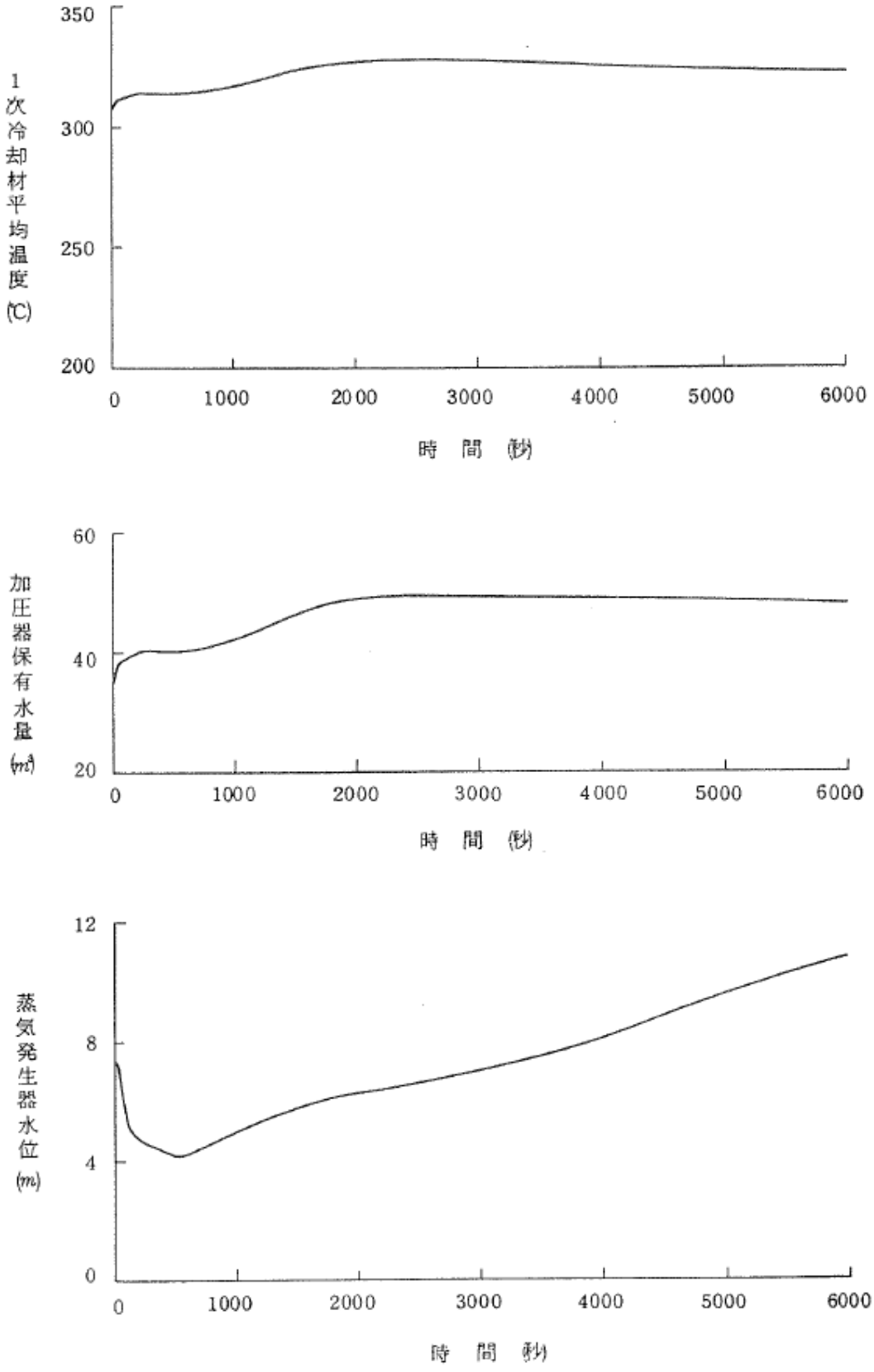




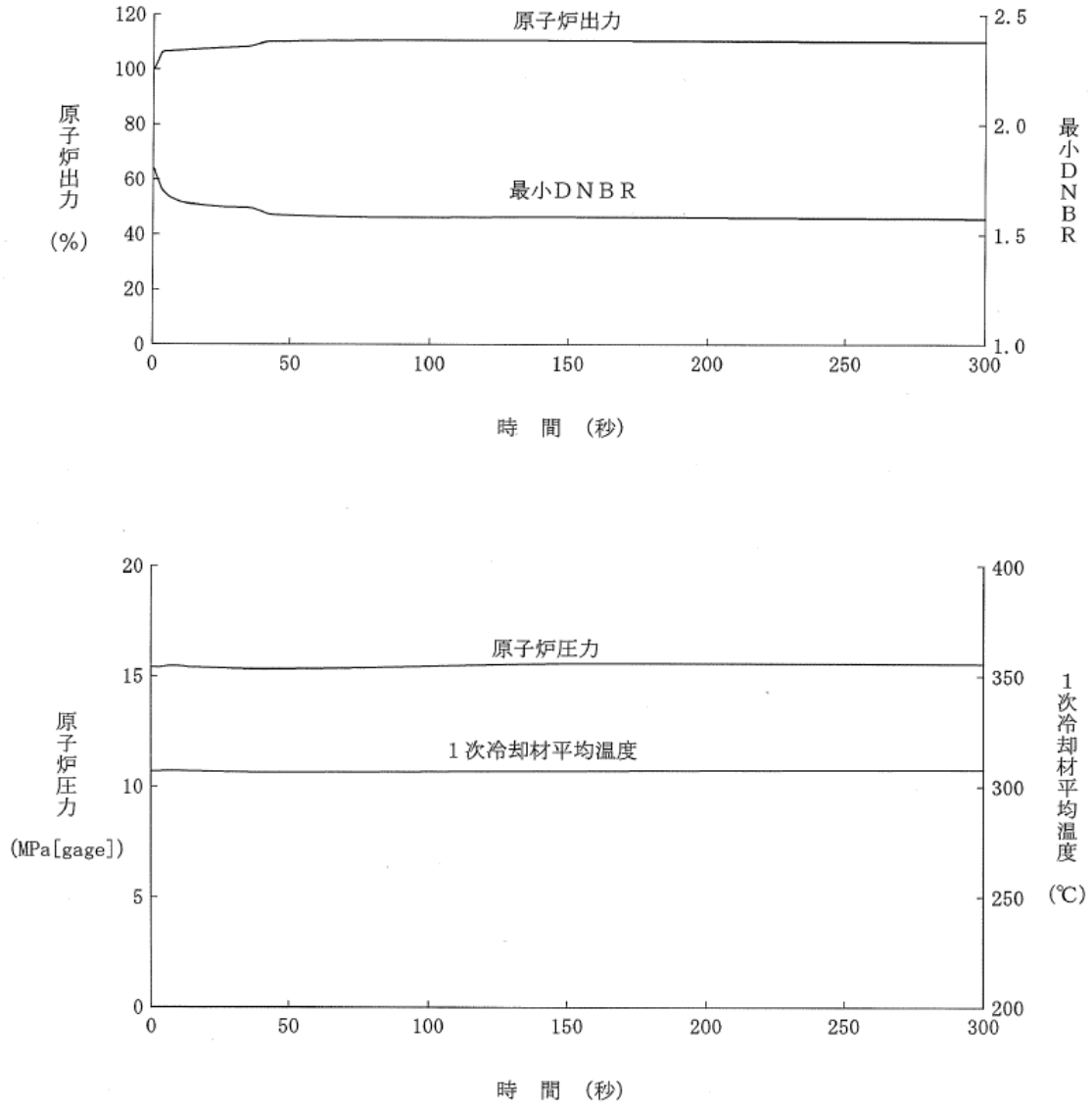
第2.3.2.1図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動



第2.3.4.1図　主給水流量喪失（1）

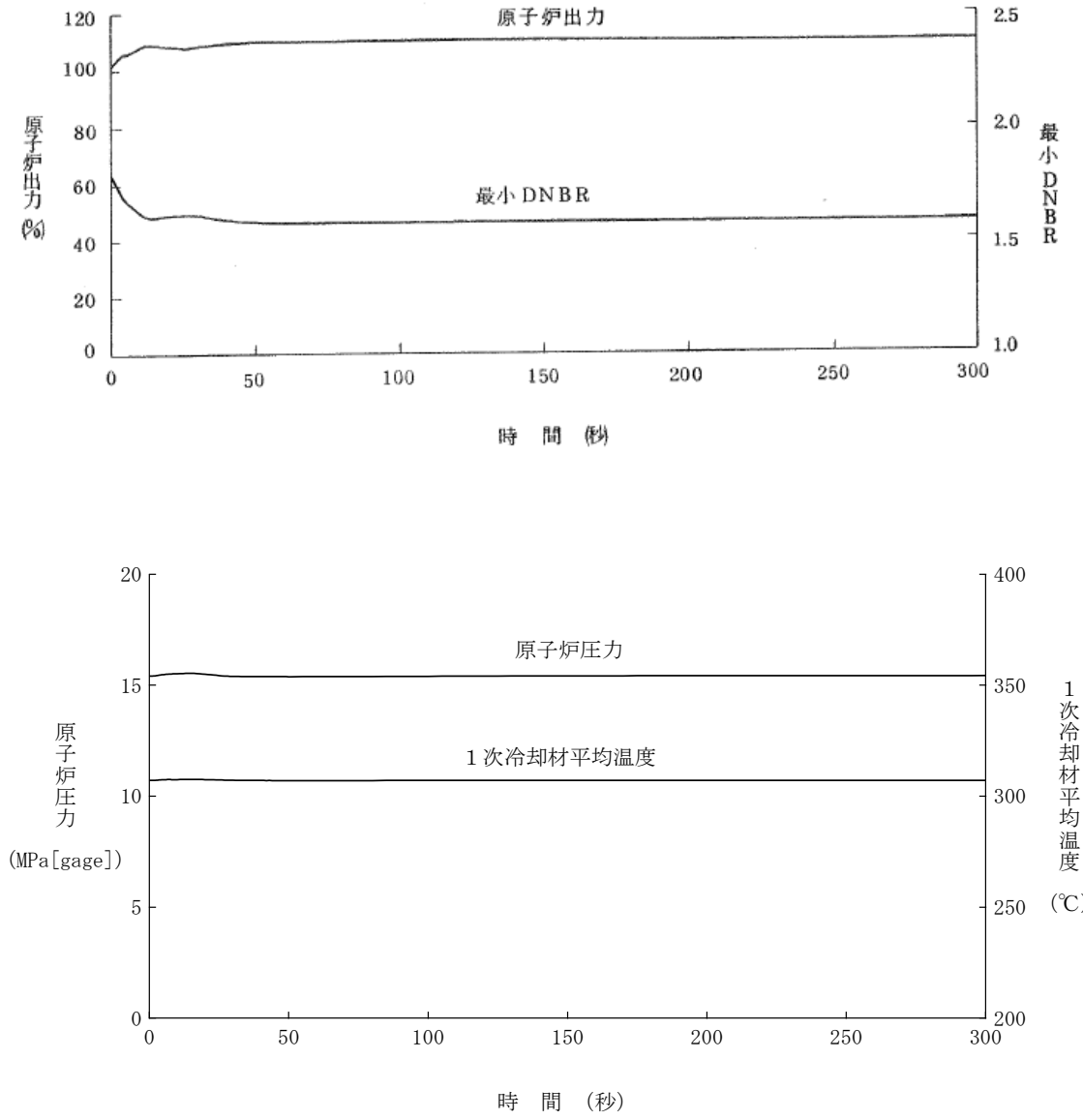


第2.3.4.2図　主給水流量喪失（2）



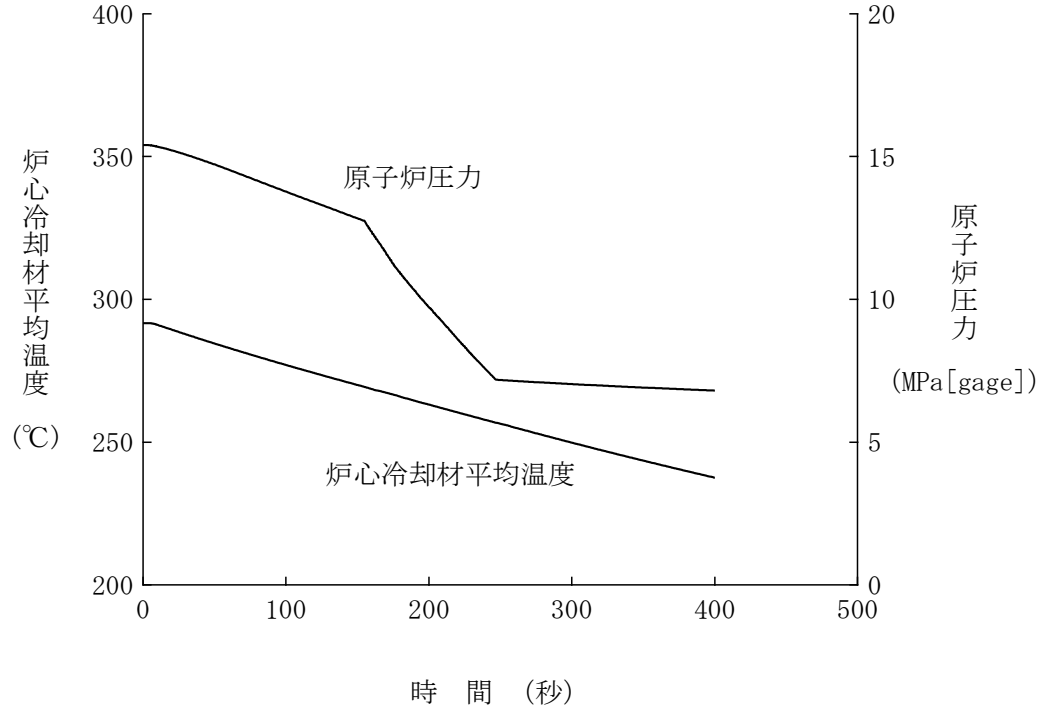
第2.3.5.1図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＣ

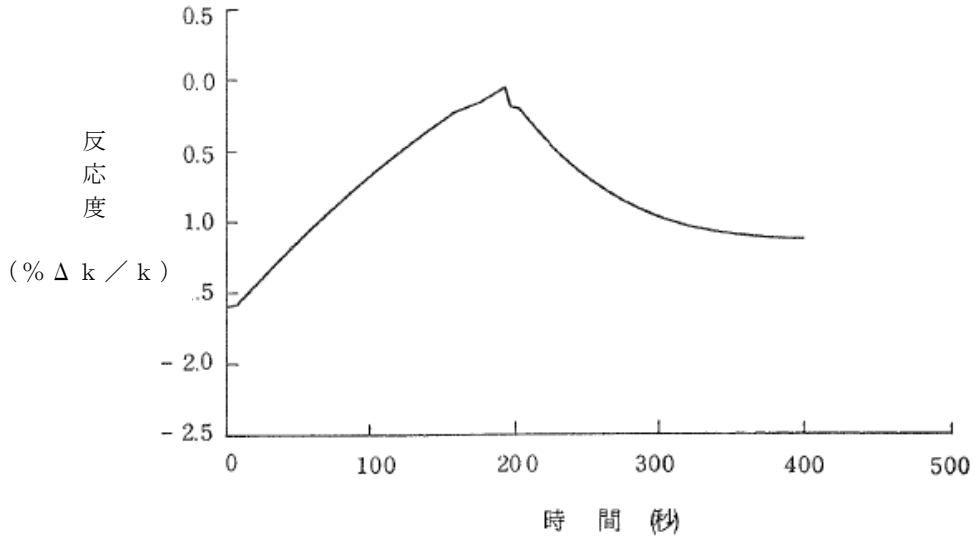
（自動運転・サイクル初期）



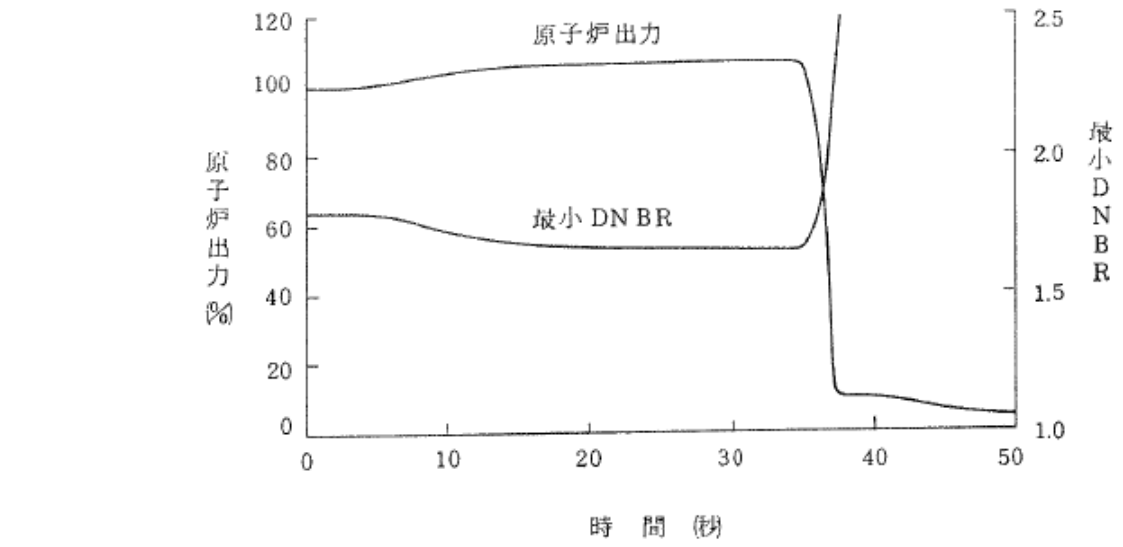
第2.3.5.2図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＤ

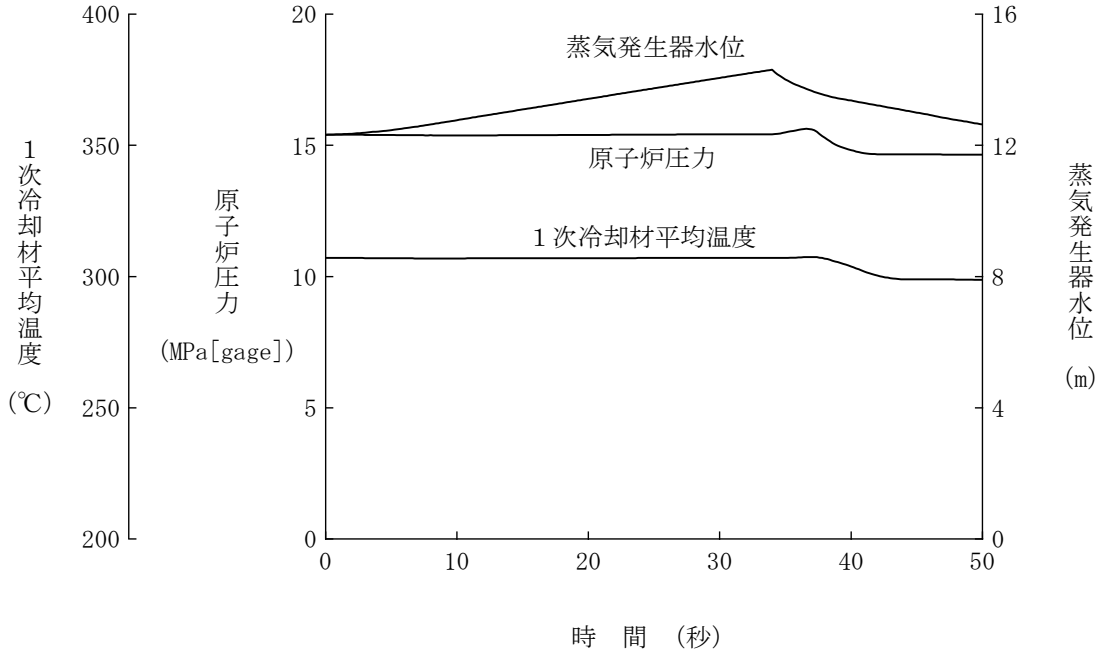
（自動運転・サイクル末期）



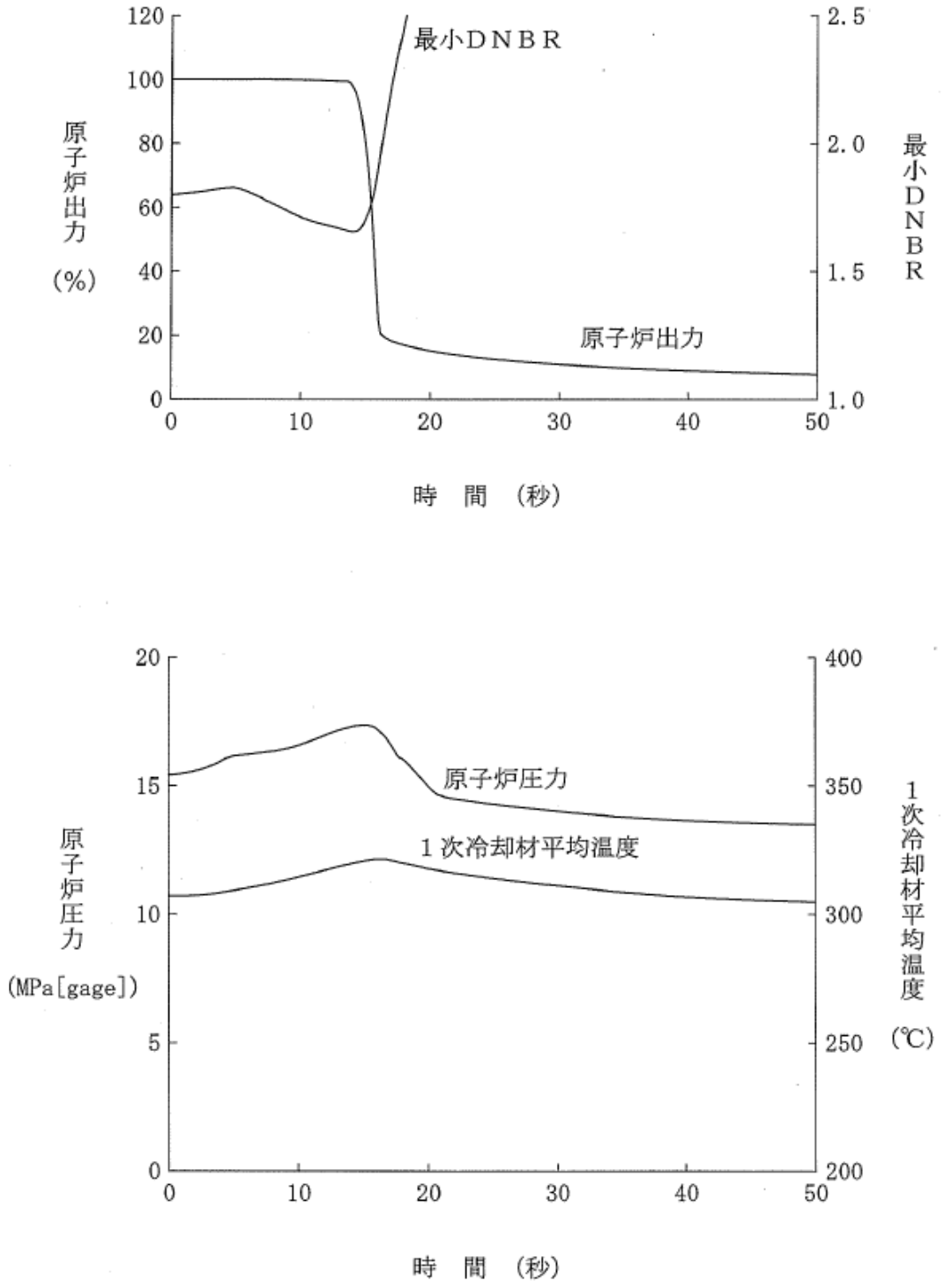


第2.3.6.2図　２次冷却系の異常な減圧



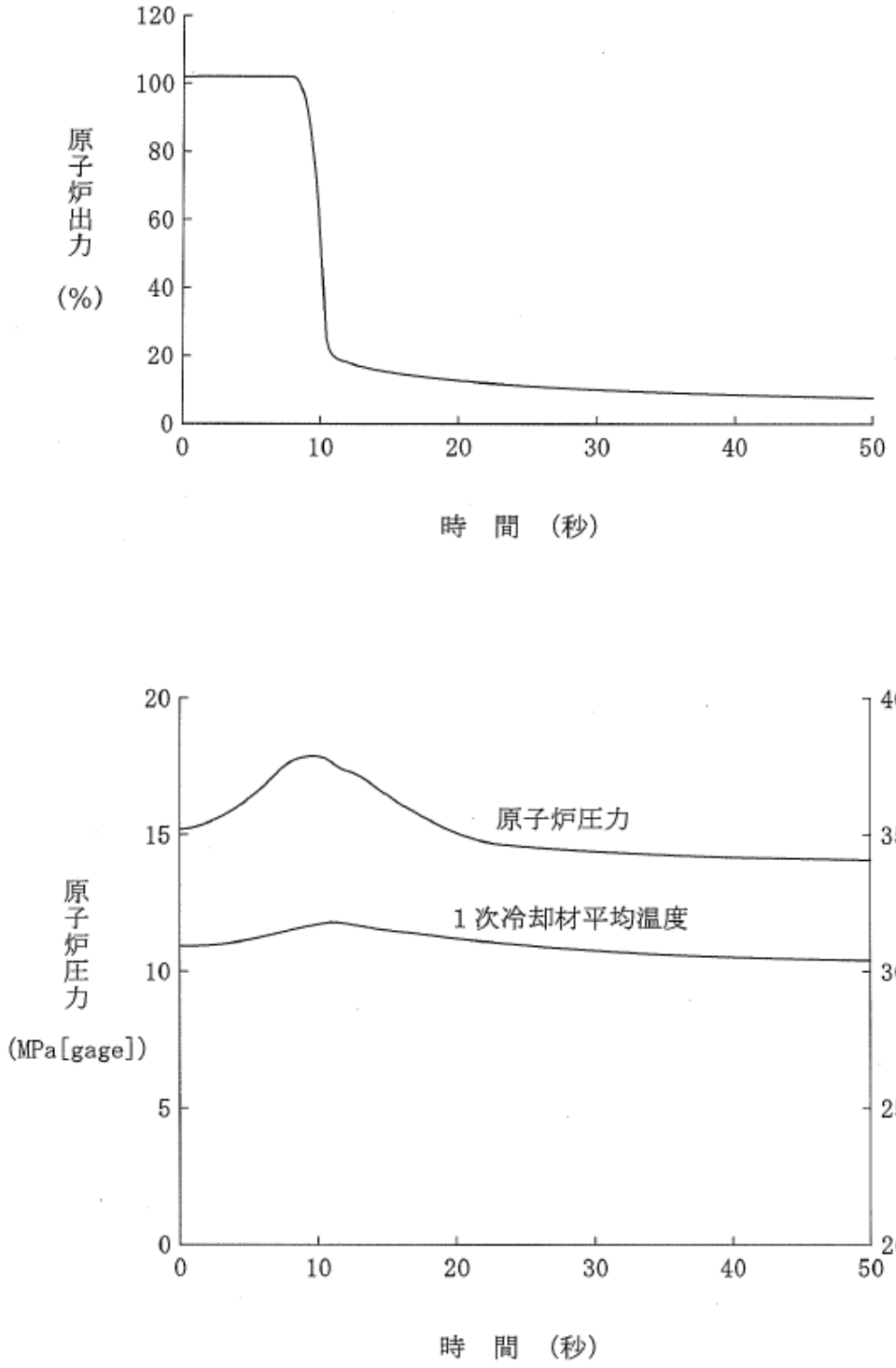


第2.3.7.1図　蒸気発生器への過剰給水



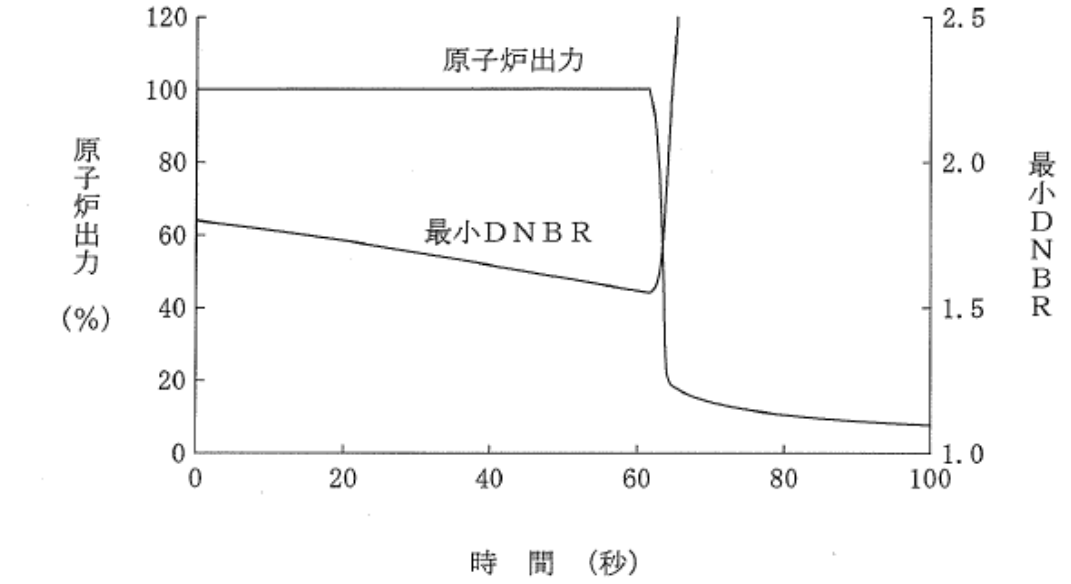
第2.4.1.1図　負荷の喪失

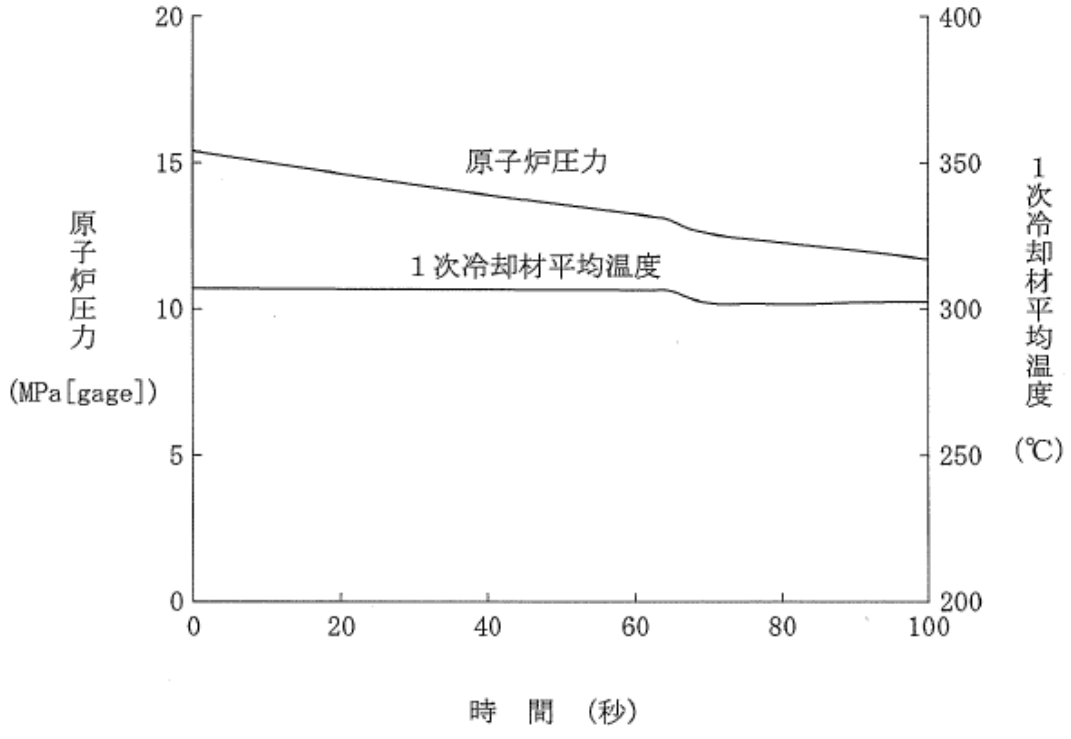
－加圧器圧力制御系作動



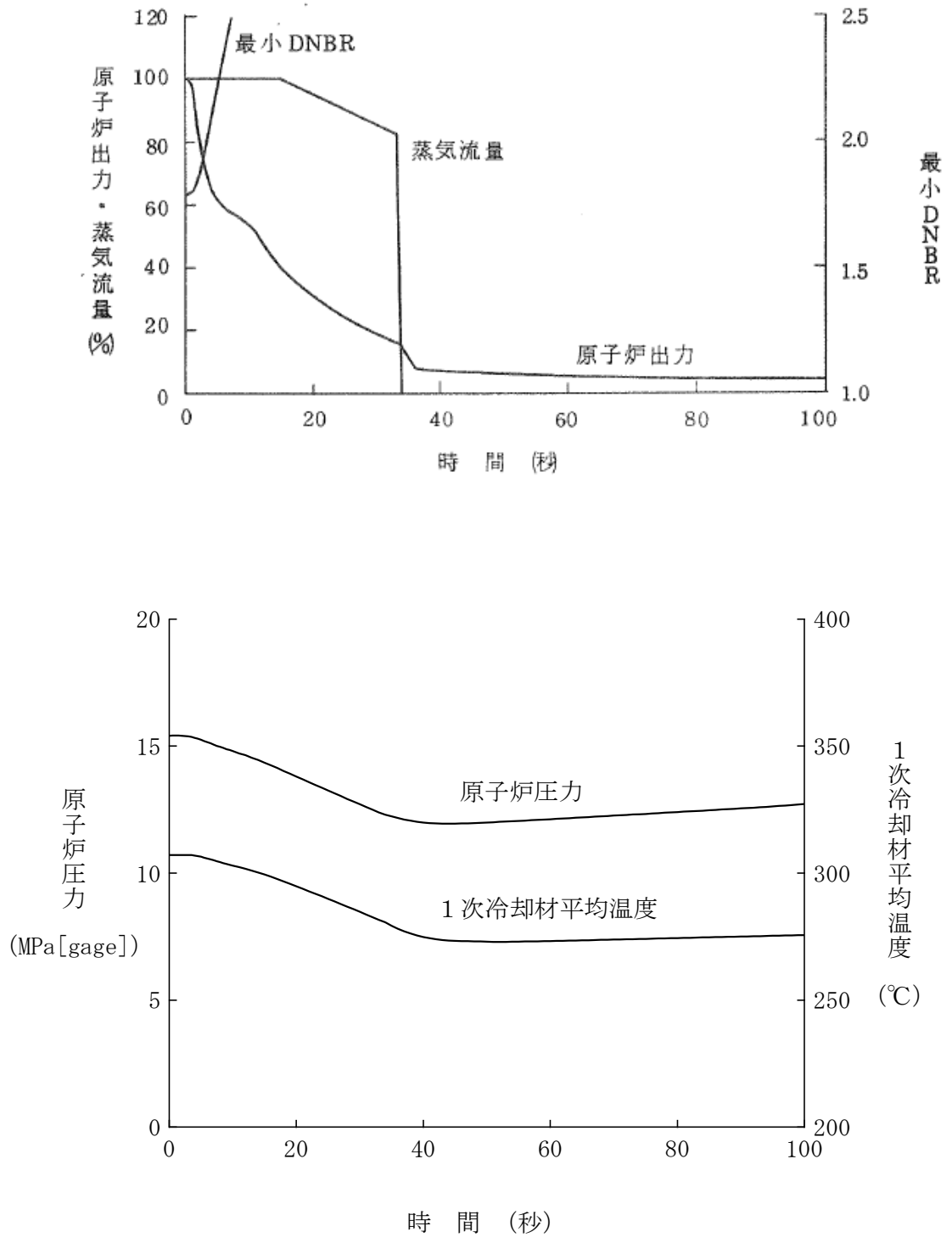
第2.4.1.2図　負荷の喪失

－加圧器圧力制御系不作動





第2.4.2.1図　原子炉冷却材系の異常な減圧



第2.4.3.1図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

3. 設計基準事故の解析

3.1 序

本原子炉施設において想定される「設計基準事故」に対して，その発生原因，事故防止対策及び拡大防止対策を説明し，事故経過の解析及び結果の評価を行い，本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

3.2.1　原子炉冷却材喪失

3.2.1.2　事故経過の解析

(2)　非常用炉心冷却設備性能評価解析－小破断－（2）（3）（5）

ｃ．解析結果

以上により解析した結果を第3.2.1.3表に示す。

最も厳しい結果を与える低温側配管口径約 30.5cm（12inch）相当のスプリット破断の場合及び気相部破断について以下に述べる。

(a)　低温側配管スプリット破断

主要なパラメータの過渡変化の結果として，炉心圧力，炉心出口流量，気泡炉心水位及び原子炉出力の変化を第3.2.1.5図に，燃料被覆管表面での熱伝達係数及び燃料被覆管温度の変化を第3.2.1.6図に示す。

事故後，１次冷却材の流出に伴い原子炉圧力は急激に低下し，約６秒後に「原子炉圧力低」信号により原子炉は自動停止し，約７秒後に「原子炉圧力低」信号により非常用炉心冷却設備が作動し高圧注入系からの注入が始まる。

炉心は約 50 秒後に露出し始め，燃料被覆管温度は上昇してくるがその後高圧注入系及び蓄圧注入系からの注入により，炉心水位が再び上昇することにより，燃料被覆管温度は最高約682℃に達した後急速に低下する。ジルコニウム－水反応量も，最大となる部分で約0.2%以下にとどまる。

(b)　気相部破断

加圧器気相部に接続する最大口径約 13cm（5.1inch）配管破

断の場合について以下に述べる。

主要なパラメータの過渡変化の結果として，炉心圧力，炉心入口流量及び気泡炉心水位の変化を第 3.2.1.7 図に示す。

事故後，加圧器気相部からの蒸気放出に伴い，原子炉圧力は急速に低下し，約 7 秒後に「原子炉圧力低」信号により原子炉は自動停止し，約 10 秒後に「原子炉圧力低」信号により非常用炉心冷却設備が作動し高圧注入系からの注入が始まる。

炉心部が 2 相流の状態になると圧力低下が緩やかとなるが，約 554 秒後に蓄圧注入系からの注入が始まり，更に原子炉圧力は低下する。

また，炉心は冠水状態にあり，燃料被覆管温度はほぼ 1 次冷却材の飽和温度近くにとどまり，ジルコニウムー水反応量も問題とならない。

また，いずれの場合にも，格納容器再循環サンプにたまった流出水等を余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプを通して炉心に注入する再循環に切り替え，長期にわたる冷却を行う。

3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失

3.2.2.2　事故経過の解析

(3)　解析結果

１次冷却材ポンプ４台停止時の炉心流量，原子炉出力，平均点熱流束，熱点熱流束，原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第3.2.2.1図に示す。

最小ＤＮＢＲは，事故発生の約 2.8 秒後に約 1.49 となる。また，原子炉圧力の上昇は約 0.6MPa である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着

3.2.3.2　事故経過の解析

(3)　解析結果

1 台の１次冷却材ポンプ軸固着時の炉心流量，原子炉出力，平均点熱流束，熱点熱流束，原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第3.2.3.1図に示す。

最小ＤＮＢＲは，事故発生の約 2.0 秒後に約 1.29 となる。

また，原子炉圧力の最大値は約 16.8MPa［gage］である。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.4　主給水管破断

3.2.4.2　事故経過の解析

(2)　解析条件

ａ．原子炉圧力の評価では，初期原子炉出力は定格出力の 102%とする。

ｂ．全ての蒸気発生器への主給水は，主給水管破断発生と同時に停止するものとする。

ｃ．主給水管１本が瞬時に両端破断すると仮定するが，給水リングの開口部にて臨界流となるものとする。破断流量の計算にはMoody のモデル[6]を使用するものとする。

ｄ．原子炉は，破断側の「蒸気発生器水位異常低」信号で自動停止するものとする。

ｅ．原子炉停止と同時に外部電源は喪失するものとする。

ｆ．崩壊熱は初期原子炉出力で無限時間運転した場合の値を使用する。

ｇ．タービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し，運転員は事故の発生を検知してから 10 分後に，健全側蒸気発生器 3 基に，電動補助給水ポンプ２台分の補助給水を供給する操作を行うものとする。

ｈ．ＤＮＢＲの評価では，初期原子炉出力は定格出力とする。

(3)　解析結果

主給水管破断時の１次冷却材平均温度，原子炉圧力及び加圧器保有水量の変化を第 3.2.4.1 図に，最小ＤＮＢＲの変化を第 3.2.4.2 図に示す。

初期に原子炉圧力は上昇するが，原子炉は事故発生の約 18 秒後

に「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に達し，約 20 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止し，さらに，加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑えられる。その後，破断側蒸気発生器の水位低下と給水流量の増大及び健全側蒸気発生器への給水流量の低下から異常を検知し，「蒸気発生器水位異常低」原子炉トリップ信号発信 10 分後に破断側蒸気発生器への補助給水ポンプ出口弁の閉止操作を行うので，やがて補助給水による除熱が崩壊熱の発生を上回り原子炉圧力は低下する。最小ＤＮＢＲは約 1.37 である。また，原子炉圧力の最大値は約 17.8MPa［gage］まで上昇し，設計基準事故の中で最大となるが，この場合でも原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約 18.4MPa［gage］にとどまる。

原子炉停止後，高温停止状態に移行し，２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.5　主蒸気管破断

3.2.5.2　事故経過の解析

(3)　解析結果

ａ．ケースＡ（高温停止状態において，主蒸気管完全両端破断で外部電源あり）の場合の炉心冷却材平均温度，原子炉圧力，破断側蒸気発生器からの蒸気流量，熱流束及び反応度の過渡変化を第3.2.5.2図に示す。

ｂ．ケースＢ（高温停止状態において，主蒸気管完全両端破断で外部電源なし）の場合の炉心冷却材平均温度，原子炉圧力，破断側蒸気発生器からの蒸気流量，熱流束及び反応度の過渡変化を第3.2.5.3図に示す。

ｃ．2 ケースとも原子炉は臨界に達する。特にケースＡではその最大熱流束は定格出力値の約 9 ％まで上昇しており，ケースＢに比べて厳しくなっている。

ｄ．2 ケースとも「主蒸気ライン圧力低」信号により非常用炉心冷却設備が作動する。ケースＡでは１台の充てん／高圧注入ポンプから高濃度のほう酸水が１次冷却材低温側配管へ，事故後約 28 秒で到達することにより原子炉出力は低下し，最小ＤＮＢＲは約3.49にとどまる。

ｅ．外部電源の喪失を同時に仮定したケースＢでは，１次冷却材ポンプトリップにより，１次冷却材流量が減少し，主蒸気管破断による１次冷却系を冷却する効果は小さいため，炉心に与える影響は少ない。

ｆ．ほう酸水が注入され続けたとしても，加圧器安全弁の容量は注入流量を十分上回るため，原子炉圧力は過度に上昇することはな

い。

ｇ．いずれのケースも原子炉は臨界に達するが，非常用炉心冷却設備の作動で原子炉出力は低下する。その後，破断ループの補助給水停止，健全ループ２次側による冷却操作等を行うことにより，原子炉は冷態停止状態へ移行することができる。

ｈ．臨界状態が継続する間，ＤＮＢＲが最小となるのは熱流束最大時点であり，このときの最小ＤＮＢＲは約 3.49 である。また，最大熱流束は定格出力値の約 9%と小さいため，燃料中心温度は十分溶融点未満である。

また，原子炉圧力は過度に上昇することはなく，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，最高使用圧力の 1.1 倍を下回る。

さらに，臨界継続中に他の異常状態が重畳する可能性は十分小さい。

3.3　反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

3.3.1　制御棒飛び出し

3.3.1.2　事故経過の解析

(3)　解析結果

ａ．解析結果の一覧表を第3.3.1.1表に示す。また，中性子束及び燃料エンタルピの変化をケースごとに第3.3.1.1図～第3.3.1.4図に，原子炉圧力の変化を第3.3.1.5図及び第3.3.1.6図に示す。

ｂ．いずれのケースも，制御棒クラスタ飛び出しに伴う原子炉出力の急峻な上昇は，負のドップラ反応度帰還効果により抑制され，「中性子束高」信号による制御棒クラスタ挿入で終止する。

その後は，原子炉冷却材喪失と同様に非常用炉心冷却設備により長期にわたり冷却が維持される。

ｃ．燃料エンタルピ及びピーク出力部断熱燃料エンタルピの最大値はサイクル末期高温零出力で生じ，それぞれ約586kJ／kg・UO_2及び約517kJ／kg・UO_2である。

ｄ．高温全出力のケースでは，ＤＮＢＲが許容限界値を下回る燃料棒は破損するものとし，破損する燃料棒数の炉心の全燃料棒数に対する割合は次のとおりになる。

サイクル初期　　約13％

サイクル末期　　約12％

また，燃料中心温度の最高値は，サイクル初期約2,634℃，サイクル末期約2,445℃であり，溶融点未満である。

高温零出力のケースでは，燃料エンタルピの最大値はサイクル末期の約586kJ／kg・UO_2であり，燃料の許容設計限界712kJ／kg・UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す170cal／g・UO_2に相

当）を超えないので，燃料棒は破損しない。

なお，燃焼の進んだ燃料については，ピーク出力部断熱燃料エンタルピで燃料被覆の破損を判定するが，その目安値356kJ／kg・UO_2（「ＲＩＥ評価指針」の85cal／g・UO_2に相当）を上回る燃料棒数の炉心の全燃料棒数に対する割合は，

サイクル初期　　約0％

サイクル末期　　約6％

であり，上に述べた高温全出力のケースの破損燃料棒割合の値より小さい。

3.4　環境への放射性物質の異常な放出

3.4.1　放射性気体廃棄物処理施設の破損

3.4.1.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1)　評価方法

大気中に放出される希ガスの量は，以下の条件により評価し，実効線量は「3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損」と同様な方法により評価する。

(2)　評価条件

前述の防止対策及び設計上の考慮により，水素再結合ガス減衰タンクの破損の可能性は極めて少ないが，評価上次の条件により評価する。

ａ．原子炉は事故直前まで定格出力の 102％の出力で運転していたものとする。

ｂ．１次冷却材中の希ガス濃度は 1％の燃料被覆管欠陥率を基に評価し，１次冷却材から抽出された希ガスは，体積制御タンクでその全量が水素によってパージされ，水素再結合ガス減衰タンクに貯蔵されるものとする。

ｃ．プラント稼働率は 100％とする。

ｄ．4 基のタンクの切替えを考慮し，タンク 1 基当たりの貯蔵量が最大となる時点で破損するものとし，瞬時にタンク中の放射能全量が原子炉補助建屋内に放出されると仮定する。

ｅ．線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては，放射性物質が地表面から放出されると仮定し，「添付書類六　2.5　安全解析に使用する気象条件」で述べたように「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づいて計算された相対線量（Ｄ／

Q）を用いる。

3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損

3.4.2.2　事故経過の解析

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力の102％とする。

ｂ．1基の蒸気発生器の伝熱管の1本が，瞬時に両端破断を起こしたものとする。

ｃ．原子炉は，「原子炉圧力低」信号あるいは，「過大温度ΔＴ高」信号により自動停止するものとする。

ｄ．非常用炉心冷却設備の作動は，１次冷却材の流出量を大きくするように充てん／高圧注入ポンプ2台及び高圧注入ポンプ2台が作動するものとする。

また，補助給水ポンプはタービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し，電動補助給水ポンプ2台が作動するものとする。

ｅ．１次冷却材の２次冷却系への流出量及び大気への蒸気放出量を大きく見積もるため，主蒸気逃がし弁が自動動作するものとする。

ｆ．原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

外部電源がある場合は，タービンバイパス系が使用でき蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び１次冷却材ポンプが作動していることから，外部電源がない場合の方がより厳しくなる。

ｇ．事故終結のための運転員操作としては，以下のとおりとする。

(a)　破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作を行うとともに，破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行う（原子炉トリップ後10分）。

(b)　破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は，原子炉トリッ

プの10分後に閉止操作を開始し，原子炉トリップ後20分で閉止するものとする。

(c) 健全側の主蒸気逃がし弁を開き，１次冷却系の除熱を開始する（原子炉トリップ後25分）。

(d) １次冷却材を高温零出力温度以下に十分減温した後，加圧器逃がし弁を開き，１次冷却系を減圧する。原子炉圧力が，破損側蒸気発生器の２次側圧力まで低下した時点で，加圧器逃がし弁を閉じる（解析では，１次冷却材高温側配管温度が279℃に減温された時点で減圧を開始する）。

(e) 加圧器逃がし弁の閉止後，原子炉圧力の再上昇を確認した後，非常用炉心冷却設備を停止する（解析では，原子炉圧力の再上昇は0.98MPaとする）。

(3) 解析結果

ａ．蒸気発生器伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こした場合の結果を第3.4.2.1図に示す。１次冷却材が２次冷却系へ流出するに伴い，加圧器水位及び原子炉圧力が低下し，「過大温度ΔＴ高」信号により，事故発生の約5分後に，原子炉は自動停止する。

ｂ．原子炉トリップ後，１次冷却系の減圧及び２次冷却系への１次冷却材流出により，事故発生の約10分後に発信する「原子炉圧力低」信号によって，非常用炉心冷却設備が作動してほう酸水を炉心に注入する。

ｃ．事故発生後約15分（原子炉トリップ信号発信後10分の時点）の破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作及び破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作，事故後約25分の破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止，

その後の事故発生後約30分の健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の除熱の促進及び事故発生後約39分の加圧器逃がし弁開により，原子炉圧力は破損側蒸気発生器の２次側圧力まで低下する。その時点で，加圧器逃がし弁を閉止することにより原子炉圧力は再び上昇するが，事故発生後約44分に非常用炉心冷却設備の停止並びに健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による１次冷却系の除熱及び減圧操作の継続により，事故発生後約47分で原子炉圧力は２次冷却系の圧力まで減圧し，１次冷却材の２次冷却系への流出は停止する（以下この状態を「隔離」という。）。以後，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の操作，補助給水設備の運転及び余熱除去設備の運転により原子炉を冷却し，原子炉を冷態停止状態に移行することができる。

ｄ．最小ＤＮＢＲは約1.45であり，新たな燃料棒の破損は生じない。

ｅ．１次冷却材の２次冷却系への流出量は，第3.4.2.1図に示すように約63ｔである。流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち，破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中に放出される蒸気量は約29ｔである。

3.4.2.3　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1)　評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量は，次の方法で評価する。

また，実効線量は，よう素の吸入摂取による実効線量と外部γ線による実効線量の和として評価する。

ａ．破損側蒸気発生器が隔離されるまでの大気放出量

核分裂生成物の放射性崩壊及び系外に流出することによる減少

を考慮し，（10－1）式～（10－3）式を用いて求める。

また，１次冷却系からの１次冷却材流出率，２次冷却系から大気中への蒸気放出率及び破損側蒸気発生器保有水量は，隔離までの間一定とする。

(a)　希ガスの放出量

$$R_i=\frac{L_R}{V_C}\left[\nu\cdot F_i\cdot\frac{1}{\lambda_C}\left\{t-\frac{1}{\lambda_C}\left(1-e^{-\lambda_C\cdot t}\right)\right\}+\frac{C_i}{\lambda_C}\left(1-e^{-\lambda_C\cdot t}\right)\right]$$

・・・・・・・・・・・・・・・（10－1）

(b)　無機よう素の放出量

$$R_i=\frac{G}{V_S\cdot P_F}\cdot\frac{L_R}{V_C}\left[\nu\cdot F_i\cdot\frac{1}{\lambda_C}\left[\frac{t}{\lambda_S}-\frac{1}{\lambda_S^{\,2}}\left(1-e^{-\lambda_S\cdot t}\right)-\frac{1}{\lambda_s-\lambda_c}\left\{\frac{1}{\lambda_c}\cdot\left(1-e^{-\lambda_C\cdot t}\right)-\frac{1}{\lambda_s}\left(1-e^{-\lambda_S\cdot t}\right)\right\}\right]+\frac{C_i}{\lambda_s-\lambda_c}\left\{\frac{1}{\lambda_c}\left(1-e^{-\lambda_C\cdot t}\right)-\frac{1}{\lambda_s}\left(1-e^{-\lambda_S\cdot t}\right)\right\}\right]$$

・・・・・・・・・・・・・・・（10－2）

ただし，

$$\lambda_c=\lambda_i+\frac{L_R}{V_C}$$

$$\lambda_s=\lambda_i+\frac{G}{V_S\cdot P_F}$$

ここで，

R_i ：核種ｉの大気中への放出放射能量（Bq）

C_i ：核種ｉの事故発生前の１次冷却材中放射能量（Bq）

F_i ：核種ｉの事故発生後の追加放出に寄与する放射能量（Bq）

L_R ：２次冷却系への１次冷却材流出率（＝80t／47min）

V_C ：１次冷却系保有水量（＝214t）

V_S ：破損側蒸気発生器保有水量（＝40t）

ν ：追加放出率（＝$1.34\times10^{-2}\mathrm{min}^{-1}$）

P_F ：無機よう素の気液分配係数（＝100（液相中濃度Bq／t）／（気相中濃度Bq／t））

G ：大気中への蒸気放出率（＝40t／47min）

λ_i ：核種ｉの放射性崩壊定数（min^{-1}）

t ：破損側蒸気発生器隔離までの時間（＝47min）

また，追加放出率νは，事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし，この圧力低下に比例するものと仮定して（10－3）式を用いて求める。

$$\nu=\left(\frac{P_0-P_t}{P_0}\right)\frac{1}{t} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-3)$$

ここで，

P_0 ：事故発生前の原子炉圧力（＝15.62MPa［gage］）

P_t ：原子炉圧力が２次冷却系の圧力を下回ったときの圧力（＝7.45MPa［gage］）

t ：破損側蒸気発生器隔離までの時間（＝47min）

b．破損側蒸気発生器隔離後の大気放出量

破損側蒸気発生器隔離後，２次冷却系圧力は直線的に低下し，1日後に大気圧になるものとし，蒸気の漏えい率は，２次冷却系の圧力の平方根に比例するものとして，核分裂生成物の放射性崩壊を考慮して（10－4）式を用いて求める。

$$R_L=\int_0^T \frac{S_I}{P_F}\cdot e^{-\lambda_i\cdot t}\cdot L_V\sqrt{1-t}\quad dt \qquad \cdots\cdots\cdots\ (10-4)$$

ここで，

R_L ：隔離後の無機よう素の放出量（Bq）

S_I ：隔離時の破損側蒸気発生器水中無機よう素濃度（Bq／t）

L_V ：隔離時の蒸気の漏えい率（＝5m^3／d＝0.25t／d）

P_F ：無機よう素の気液分配係数（＝100（液相中濃度Bq／t）／（気相中濃度Bq／t））

λ_i ：核種ｉの放射性崩壊定数（d^{-1}）

T　：漏えいが停止するまでの時間（＝1d）

隔離時の破損側蒸気発生器水中無機よう素濃度 S_Iは，（10－5）式を用いて得られる。

$$S_I=\frac{L_R}{V_S\cdot V_C}\left\{\frac{\nu\cdot F_i}{\lambda_C}\left(\frac{1-e^{-\lambda_S\cdot t}}{\lambda_S}-\frac{e^{-\lambda_C\cdot t}-e^{-\lambda_S\cdot t}}{\lambda_S-\lambda_C}\right)\right.$$

$$\left.+\frac{C_i}{\lambda_S-\lambda_C}\left(e^{-\lambda_C\cdot t}-e^{-\lambda_S\cdot t}\right)\right\} \qquad \cdots\cdots\cdots\ (10-5)$$

c．実効線量

よう素の吸入摂取による実効線量は（10－6）式で評価される。

$D_I = K_{He} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q)$ ・・・・・・・・・・（10－6）

ここで，

D_I ：よう素の吸入摂取による小児の実効線量（mSv）

K_{He}：Ｉ－131 の吸入摂取による小児の実効線量係数（mSv／Bq）

また，第3.4.2.1表にＩ－131の影響を1とした場合の他のよう素核種の影響割合（以下「Ｉ－131等価量への換算係数」という。）を示す。

M　　：小児の呼吸率（m^3／s）

呼吸率は，事故の継続時間が比較的短いことを考慮し，活動時の呼吸率0.31m^3／hを秒当たりに換算して用いる。

Q_e　：事故期間中のよう素の大気放出量（Ｉ－131等価量－小児実効線量係数換算）（Bq）

χ／Q：相対濃度（s／m^3）

外部γ線による実効線量は（10－7）式で評価される。

$D_\gamma = K_1 \cdot Q_N \cdot (D / Q)$ ・・・・・・・・・・・・・・（10－7）

ここで，

D_γ　：外部γ線による実効線量（Sv）

K_1　：空気カーマから実効線量への換算係数（＝1Sv／Gy）

Q_N　：希ガスの大気放出量（γ線エネルギ0.5MeV換算）（Bq）

D／Q：γ線エネルギ0.5MeVにおける相対線量（Gy／Bq）

(2) 評価条件

a．原子炉は，事故直前まで定格出力の102％で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を1／3ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて，最高30,000時間とする。

b．破損側蒸気発生器は，事故発生後47分で隔離されるものとし，この間に１次冷却系から２次冷却系へ流出する１次冷却材量は，解析結果に余裕を見込んだ値として80tとする。また，流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち，破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中に放出される蒸気量は，解析結果に余裕を見込んだ値として40tとする。

c．蒸気発生器伝熱管破損により新たな燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって，２次冷却系へ流出する放射能源として，以下の2通りを仮定する。

(a) 燃料被覆管欠陥率を1％として計算した１次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約2.0×10^{13}Bq（Ｉ－131等価量）及び希ガス約4.0×10^{14}Bq（γ線エネルギ0.5MeV換算）。

(b) (a)項の損傷燃料棒から新たに１次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約2.8×10^{14}Bq（Ｉ－131等価量）及び希ガス約4.3×10^{15}Bq（γ線エネルギ0.5MeV換算）。

追加放出量は，事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし，この圧力低下に比例して１次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は，解析結果に余裕を見込んだ値として$1.34\times10^{-2}\mathrm{min}^{-1}$とする。

d．この１次冷却材中の核分裂生成物のうち，破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に１次冷却系から２次冷却系へ流出する放射

能量は，１次冷却材中の濃度に依存するものとする。

ｅ．２次冷却系に流出してきた希ガスについては，全量が大気中に放出されるものとする。

ｆ．２次冷却系に流出してきたよう素については，気液分配係数100で蒸気とともに大気中に放出されるものとする。

ｇ．原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

外部電源がある場合，タービンバイパス系が使用でき蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び「非常用炉心冷却設備作動」信号と「原子炉トリップ」信号の一致等により１次冷却材ポンプが停止するまでの間は，１次冷却系を冷却，減圧できることから，大気への核分裂生成物の放出量の観点から，外部電源がない場合の方がより厳しく評価することになる。

ｈ．破損側蒸気発生器隔離後も，２次冷却系の弁からの蒸気漏えいによりよう素が大気中に放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は，隔離直後5m^3／dとし，その後は２次冷却系圧力が隔離後24時間で直線的に大気圧まで減圧すると仮定し，このときの２次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

ｉ．線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては，放射性物質が主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁用排気管出口を通して放出されるが，評価上地表面から放出されると仮定し，「添付書類六 2.5　安全解析に使用する気象条件」で述べたように，「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づいて計算された相対濃度（χ／Ｑ）及び相対線量（Ｄ／Ｑ）を用いる。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を下表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.2.2図及び第3.4.2.3図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－131等価量－小児実効線量係数換算）	約 1.3×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約 4.6×10^{14}Bq
実効線量		約 3.1mSv

3.4.3　燃料集合体の落下

3.4.3.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1)　評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量は，以下の条件により評価し，実効線量は「3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損」と同様の方法により評価する。

(2)　評価条件[8][9]

a．燃料取扱いに際し，使用済燃料ピット内で取扱い中の２号炉燃料集合体1体が落下し，落下した燃料集合体の全燃料棒の10％の被覆管が破損するものとする。

b．原子炉停止時の燃料ギャップ内の核分裂生成物の量は，原子炉が全出力運転（定格出力の102％）された取替炉心のサイクル末期の最大出力集合体（運転時間30,000時間）のものとする。

c．燃料取扱い作業は，原子炉停止後100時間において開始され，この時点で落下が生じるものとする。

d．損傷した燃料棒の燃料ギャップ内の核分裂生成物の全量が，使用済燃料ピット水中に放出されるものとする。

e．使用済燃料ピット水中に放出された希ガスの水中への溶解を無視し，全量が燃料取扱棟内に放出されるものとする。

f．使用済燃料ピット水中に放出されたよう素は水に溶けやすいためほとんど水中にとどまると考えられるが，水中での除染係数は500とする。

g．燃料取扱棟内に放出された希ガス及びよう素は，アニュラス空気浄化設備を通して排気筒から大気中に放出されるものとする。よう素フィルタの効率は95％とする。

ｈ．線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては，放射性物質が排気筒から放出されるとし，「添付書類六　2.5　安全解析に使用する気象条件」で述べたように「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づいて計算された相対濃度（χ／Ｑ）及び相対線量（Ｄ／Ｑ）を用いる。

(3)　評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を下表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.3.1図及び第3.4.3.2図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－131等価量－小児実効線量係数換算）	約 3.2×10^{9}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約 4.7×10^{12}Bq
実効線量		約 0.001mSv

なお，燃料取替時以外の２号炉燃料の取扱いは，使用済燃料の放射能が十分減衰した状態でなされるので，仮に燃料集合体の落下を想定しても，アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタを通さなくても，上記評価結果より厳しくなることはない。

使用済燃料ピットを１号及び２号炉共用とし，１号炉使用済燃料を貯蔵するが，その１号炉使用済燃料上への２号炉燃料集合体の落下を想定しても，１号炉使用済燃料が使用済燃料ラックで保護され破損しないことから，上記の２号炉燃料集合体の落下の評価結果を変更するものではない。

また，１号炉使用済燃料の落下を想定しても，１号炉使用済燃料

は1500日以上冷却を経たものであり，その放射能が十分減衰した状態で取扱いが行われるため，大気中に放出される核分裂生成物の量は，上記の２号炉燃料集合体の落下の評価結果より厳しくなることはない。すなわち，想定される最高の位置からの１号炉使用済燃料の落下を仮定し，落下した使用済燃料及び貯蔵中の使用済燃料に最大限の破損を見込むものとすると，落下した使用済燃料の全燃料棒及び貯蔵中の使用済燃料1体の全燃料棒の約20％の被覆管が破損することになるが，アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタを通さなくても，大気中に放出される核分裂生成物の量はよう素（Ｉ－131等価量）で約1.4×10^{6}Bq，希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）で約1.7×10^{11}Bqである。

3.4.4　原子炉冷却材喪失

3.4.4.3　大気中に放出された核分裂生成物による線量

(1)　核分裂生成物の大気放出量

ａ．評価方法

(a)　核分裂生成物の炉内蓄積量

原子炉の運転によって事故発生時までに炉心内に蓄積される核分裂生成物の量は（10－8）式で与えられる。

$$q^{i}_{T_0}=3.2\times10^{16}\cdot P_0\cdot Y_i\left(1-e^{-\lambda^{i}_{r}\cdot T_0}\right) \qquad \cdots\cdots\cdots (10-8)$$

ここで，

$q^{i}_{T_0}$：T_0 時間運転後の核種ｉの炉内蓄積量（Bq）

P_0：原子炉熱出力（＝3,479MWt）

Y_i：核種ｉの核分裂収率（10）（11）

λ^{i}_{r}：核種ｉの放射性崩壊定数（s^{-1}）（11）（12）（13）

T_0：原子炉運転時間（s）

原子炉内に蓄積されるよう素の同位元素のうち，核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギの小さいものは計算の対象外とする。計算の対象としたよう素の核種とその炉内蓄積量は，第3.4.4.1 表に示すとおりである。

また，希ガスには，Ｘｅ，Ｋｒ の同位元素が多数含まれるが，半減期のごく短い核種は大気放出までに崩壊してしまうと考えられるので，以下の計算には半減期10分以上の核種を対象とした。計算の対象とした希ガスの核種とその炉内蓄積量を第3.4.4.2 表に示す。

(b)　核分裂生成物の大気放出量

核分裂生成物の大気放出量は，核分裂生成物の炉内蓄積量の

計算結果から，前記計算条件を用いて，核種ごとに以下の方法で計算する。

a) 原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物のうち，時刻T_mからT_{m+1}の時間内にアニュラス部以外から漏えいして大気中に放出される量は（10－9）式で与えられる。

$$Q_m^d = Q_{cm} \cdot F_d \cdot L \cdot \frac{1 - e^{-\beta(T_{m+1} - T_m)}}{\beta} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (10-9)$$

ここで，

Q_m^d ：時刻T_mからT_{m+1}の時間内にアニュラス部以外から放出されるよう素及び希ガスの量（Bq）

Q_{cm} ：時刻T_mに原子炉格納容器内に浮遊している漏えいに寄与するよう素及び希ガスの量（Bq）で，次式で表す。

$$Q_{cm} = Q_{c(m-1)} \cdot e^{-\beta(T_m - T_{m-1})}$$

ただし，時刻$T_m = 0$（事故発生直後）において

$$Q_{cm} = K \cdot Q_0$$

K ：燃料から放出されたよう素及び希ガスが原子炉格納容器からの漏えいに寄与する割合で，次式で表す。

よう素： $K = F_f \cdot F_g \cdot F_p$

希ガス： $K = F_f \cdot F_p$

F_f ：燃料から原子炉格納容器への放出割合

よう素： $F_f = 0.005$

希ガス： $F_f = 0.01$

F_g ：原子炉格納容器へ放出されたよう素の組成

無機よう素：　F_g ＝ 0.96

有機よう素：　F_g ＝ 0.04

F_p　：原子炉格納容器内での沈着を逃れる割合

無機よう素：　F_p ＝ 0.50

有機よう素：　F_p ＝ 1.00

希　ガ　ス：　F_p ＝ 1.00

Q_0　：よう素及び希ガスの炉内蓄積量（Bq）

F_d　：アニュラス部以外からの漏えい割合（＝0.03）

β　　：原子炉格納容器内でのよう素及び希ガスに対する低減効果（h^{-1}）で，次式により表す。

$$\beta = L + \lambda_r + \lambda_s$$

L　　：原子炉格納容器の漏えい率（h^{-1}）

事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。

λ_r　：よう素及び希ガスの放射性崩壊定数（h^{-1}）

λ_s　：原子炉格納容器スプレイ水による除去効率（h^{-1}）

無機よう素：　λ_s ＝ 49.9 h^{-1}

有機よう素：　λ_s ＝ 0.0 h^{-1}

希　ガ　ス：　λ_s ＝ 0.0 h^{-1}

b)　また，原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした後，大気中に放出される核分裂生成物の量は，事故発生後最初の2分間は原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体が，そのまま大気中へ全量放出されると仮定しているので，（10－10）式で与えられ，2分以降は，アニュラス空気

浄化設備から排気筒を経て放出されるので（10－11）式で与えられる。

$$Q^{a}_{m0}=K\cdot Q_0\cdot F_a\cdot L\cdot\frac{1-e^{-0.0333\beta}}{\beta} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-10)$$

$$Q^{a}_{m}=g_1\cdot(1-\eta)\cdot\frac{R_a}{V_a}\cdot\left[\frac{Q_{cm}\cdot F_a\cdot L}{\beta_a-\beta}\cdot\left\{\frac{1-e^{-\beta(T_{m+1}-T_m)}}{\beta}-\frac{1-e^{-\beta_a(T_{m+1}-T_m)}}{\beta_a}\right\}+Q_{am}\cdot\frac{1-e^{-\beta_a(T_{m+1}-T_m)}}{\beta_a}\right] \quad \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-11)$$

ここで，

Q^{a}_{m0} ：アニュラス部から事故発生後最初の2分間に放出されるよう素及び希ガスの量（Bq）

Q^{a}_{m} ：2分以降において，時刻T_mからT_{m+1}の時間内にアニュラス空気浄化設備から放出されるよう素及び希ガスの量（Bq）

Q_{am}：2分以降において時刻T_mにアニュラス部に浮遊しているよう素及び希ガスの量（Bq）で，次式で表す。

$$Q_{am}=Q_{c(m-1)}\cdot L\cdot F_a\left[\frac{1}{\beta_a-\beta}\cdot\left\{e^{-\beta(T_m-T_{m-1})}-e^{-\beta_a(T_m-T_{m-1})}\right\}\right]+Q_{a(m-1)}\cdot e^{-\beta_a(T_m-T_{m-1})}$$

ただし，$T_m=2\mathrm{min}$のとき$Q_{am}=0$

F_a：アニュラス部への漏えい割合（＝0.97）

R_a：アニュラス空気浄化設備排気流量

（1台分　10,200m^3／h）

V_a：アニュラス部容積（＝21,100m^3）

g_1：アニュラス排気流量の割合

2min～30d：g_1＝0.0882

g_2：アニュラス空気再循環流量の割合

2min～30d：g_2＝0.912

η　：アニュラス空気浄化設備フィルタの除去効率

よう素：　η　＝　0.95

希ガス：　η　＝　0.0

β_a：アニュラス部内での低減効果（h^{-1}）で次式により表す。

$$\beta_a = \frac{R_a}{V_a} - g_2(1-\eta)\cdot\frac{R_a}{V_a} + \lambda_r$$

c)　再循環系から漏えいした後，大気中へ放出される核分裂生成物の量は，（10－12）式で与えられる。

$$Q_e = F_e \cdot F_l \cdot L_e \cdot Q_{em}(1-\eta_e)\cdot\frac{1-e^{-720\beta_e}}{V_e\cdot\beta_e} \quad \cdots\cdots\cdots (10-12)$$

$$Q_{em} = K_e \cdot Q_0 \cdot e^{-0.333\lambda_r}$$

ここで，

Q_e　：事故期間中に，再循環系から放出されるよう素の量（Bq）

Q_{em}：再循環開始時（T_m＝20min）における再循環水

中のよう素の量（Bq）

F_e ：再循環水中のよう素の気相への移行率

（＝0.05）

F_l ：安全補機室内での沈着を逃れる割合（＝0.5）

L_e ：再循環系からの漏えい率

0～20min：0.0m^3／h

20min～30d：$4\times10^{-3}m^3$／h

K_e ：燃料から再循環水中へのよう素の放出割合

（＝0.005）

η_e ：安全補機室空気浄化設備フィルタのよう素除去効率（＝0.95）

V_e ：再循環水体積（＝1,600m^3）

β_e ：再循環水中でのよう素の低減効果（h^{-1}）で次式により表す。

$$\beta_e=\lambda_r+\frac{L_e}{V_e}$$

b．評価条件

(a) 事故発生直前まで，原子炉は定格出力の102％で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を1／3ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて，最高30,000時間とする。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は，全燃料の燃料ギャップ内蔵量に対し，次の割合で放出されるものとする。

希ガス　　100％

よう素　　50%

ただし，燃料ギャップ内蔵量は，炉内蓄積量に対し，希ガス，よう素ともに評価上1%とする。

(c)　放出されたよう素のうち4%は有機よう素，残り96%は無機よう素の形態をとるものとする。

(d)　原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち，無機よう素については，50%が原子炉格納容器や同容器内の機器等に付着し，漏えいに寄与しないものとする。

(e)　原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率(14)は，等価半減期50秒とする。

ただし，事故発生後，無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は評価上6分とする。

(f)　原子炉格納容器からの漏えい率(15)は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応する漏えい率を下回らないような値とする。

(g)　原子炉格納容器からの漏えいは，配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが，評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ，残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

(h)　原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は，アニュラス空気浄化設備を経て再循環するが，その一部は，アニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。このとき，アニュラス部内での核分裂生成物の沈着・付着の効果はないものとする。

(i)　アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタの効率(16)は評価上95%とする。

(j)　事故発生後，アニュラス部の負圧達成時間は評価上2分とし，その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし，アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(k)　希ガスに対するアニュラス空気浄化設備のフィルタ効果及び原子炉格納容器スプレイ水による除去効果等は無視する。

(l)　再循環系からは，事故期間中（30日間）安全補機室内へ，評価上$4\times10^{-3}m^3$／hの漏えいがあるものとする。

(m)　再循環水中の放射能量は事故発生直後，全燃料の燃料ギャップよう素内蔵量の50％が溶解したものとする。

(n)　再循環水体積は，評価上1,600m^3とする。

(o)　再循環系から安全補機室に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は5％とし，安全補機室内でのプレートアウト等によるよう素沈着率は50％とする。

(p)　安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率[16]は，評価上95％とする。

(q)　事故の評価期間は，原子炉格納容器からの核分裂生成物の漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間（30日間）とする。

(r)　環境への放射性物質の放出については，アニュラス部及び安全補機室を経て排気筒から放出される希ガス及びよう素は排気筒放出とし，アニュラス部外から漏えいする希ガス及びよう素は地上放出とする。

(s)　線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては，「添付書類六　2.5　安全解析に使用する気象条件」で述べたように，「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づいて

計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

3.4.4.4　原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物による線量の評価

(1)　線源強度

a．評価方法

原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物の積算線源強度は，I番目のエネルギ群について（10－8）式及び（10－13）式～（10－15）式で計算する。

$$S_p = q_p \cdot f_p \cdot \sum_{k=1}^{n_p} (R_{pk} \cdot E_{pk}) \left(1 - e^{-\lambda_p \cdot t}\right) / \lambda_p \qquad \cdots\cdots\cdots (10-13)$$

$$S_d = \sum_{k=1}^{n_d} (R_{dk} \cdot E_{dk}) \cdot \left[q_d \cdot f_d \left(1 - e^{-\lambda_d \cdot t}\right) / \lambda_d \right.$$

$$\left. + q_p \cdot f_p \cdot \beta \frac{\lambda_d}{\lambda_d - \lambda_p} \cdot \left\{ \frac{1}{\lambda_p} \left(1 - e^{-\lambda_p \cdot t}\right) - \frac{1}{\lambda_d} \left(1 - e^{-\lambda_d \cdot t}\right) \right\} \right]$$

$$\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (10-14)$$

$$S = \sum_{p=1}^{l} S_p + \sum_{d=1}^{m} S_d \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (10-15)$$

ここで，

λ：放射性崩壊定数（s^{-1}）

β：親核種から娘核種への崩壊の割合

q：炉内蓄積量（Bq）

t：事故発生後の時間（s）

f：核分裂生成物の原子炉格納容器への放出率

E：γ線のエネルギ（MeV／dis）

Ｒ：崩壊してエネルギＥのγ線を出す割合

ｎ：当該核種から放出されるγ線のうちＩ番目のエネルギ群に属するγ線の数

Ｓ：原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物の事故後ｔ（s）までの積算線源強度（MeV）

添字：ｐ：親核種，ｄ：娘核種，ｌ：親核種の数，ｍ：娘核種の数，ｋ：当該核種から放出され，Ｉ番目のエネルギ群に属するγ線のうちｋ番目を示す。

また，アニュラス部内浮遊核分裂生成物の積算線源強度は，Ｉ番目のエネルギ群について（10－16）式で計算される。

$$S_a=\sum_i \sum_{k=1}^{n} (R_{ik} \cdot E_{ik}) \cdot \frac{Q_i^a}{\frac{R_a}{V_a}(1-\eta) \cdot g_1} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (10-16)$$

ここで，

S_a：アニュラス部内浮遊核分裂生成物の積算線源強度（MeV）

R_a：アニュラス空気浄化設備排気流量

（1台分10,200m^3／h）

V_a：アニュラス部容積（＝21,100m^3）

η：アニュラス空気浄化設備フィルタの除去効率

よう素：η ＝ 0.95

希ガス：η ＝ 0.0

g_1：アニュラス排気流量の割合

0 ～ 2min　：　g_1＝1.00

2min ～ 30d　：　g_1＝0.0882

Q_i^a：アニュラス部の積算放出放射能量（Bq）

添字：　ｉ：核種

ｂ．評価条件

原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物のγ線による実効線量は以下の条件に従って評価する。

(a)　事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は，全て原子炉格納容器内に均一に分布するものと仮定し，原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や原子炉格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量の炉内蓄積量に対する割合は，希ガス1%，ハロゲン0.5%，その他0.01%とする。

また，「3.4.4.3 (1) 核分裂生成物の大気放出量」の条件に基づき原子炉格納容器からアニュラス部内に漏えいしてきた核分裂生成物は，アニュラス部内に均一に分布するものと仮定する。

(b)　核種の選定に当たって，よう素及び希ガスに関しては，「3.4.4.3 (1) 核分裂生成物の大気放出量」の項で述べたものと同一の核種に着目し，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物については，さらにその他の核種として，十分高いエネルギを持ち，半減期が10分以上のものを対象とする。

(c)　事故後30日間の積算線源強度は，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物によるγ線エネルギを下表のようにエネルギ範囲別に区分して計算する。

代表エネルギ（MeV／dis）	エネルギ範囲（MeV／dis）
0.4	E≦0.4
0.8	0.4＜E≦1.0
1.3	1.0＜E≦1.5
1.7	1.5＜E≦1.8
2.5	1.8＜E

3.4.4.5　評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量は次表のとおりである。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.4.1図及び第3.4.4.2図に示す。

評価項目			評価結果
放出量	よう素（Ｉ－131等価量－小児実効線量係数換算）	排気筒放出分	約 6.3×10^{10}Bq
		地上放出分	約 1.6×10^{11}Bq
		合計	約 2.2×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	排気筒放出分	約 4.0×10^{13}Bq
		地上放出分	約 2.6×10^{12}Bq
		合計	約 4.2×10^{13}Bq
実効線量*			約 0.42mSv

＊実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物による直接線量（約4.8×10^{-2}mSv）を含む。

3.4.5　制御棒飛び出し

3.4.5.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(3)　評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を次表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.5.1図及び第3.4.5.2図に示す。

評価項目			評価結果
放出量	よう素（Ｉ－131等価量－小児実効線量係数換算）	排気筒放出分	約 4.8×10^{10}Bq
		地上放出分	約 5.4×10^{10}Bq
		合計	約 1.0×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	排気筒放出分	約 1.4×10^{13}Bq
		地上放出分	約 8.8×10^{11}Bq
		合計	約 1.5×10^{13}Bq
実効線量*			約 0.19mSv

＊実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及びアニュラス部内浮遊核分裂生成物による直接線量（約1.3×10^{-2}mSv）を含む。

3.7　参考文献

(1)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」

ＭＡＰＩ－1035　改8

三菱原子力工業，平成11年

(2)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」

ＭＡＰＩ－1063　改1

三菱原子力工業，昭和59年

(3)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価破断スペクトル解析」

ＭＡＰＩ－1069　改1

三菱原子力工業，昭和59年

(4)　「核分裂生成物の崩壊熱に関する評価」

ＭＡＰＩ－1055　改3

三菱原子力工業，昭和62年

(5)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（小破断時）」

ＭＡＰＩ－1041　改6

三菱重工業，昭和63年

(6)　「Maximum Flow Rate of Single Component Two-phase Mixture」

F.H. Moody

Journal of Heat Transfer, Trans. of the ASME No. 1, Feb. 1965

(7)　「ＤＮＢ相関式について」

ＭＡＰＩ－1029　改1

三菱重工業，昭和51年

(8)　「燃料取扱事故時の燃料棒破損本数評価」

ＭＡＰＩ－1080

三菱重工業，昭和61年

(9)　「燃料取扱事故時の燃料棒破損本数評価」

ＮＦＫ－8094

原子燃料工業，昭和61年

(10)　「Compilation of Fission Product Yields」

ＮＥＤＯ－12154－1

Vallecitos Nuclear Center, M.E.Meek and B.F.Rider, 1974

(11)　「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」

原子力安全委員会，平成13年3月27日

(12)　「被曝計算に用いる放射線エネルギーについて」

原子炉安全専門委員会，昭和46年7月6日

(13)　「Table of Isotopes, Sixth Edition」

Lederer, C.M., et. al.

John Wiley & Sons, Inc., 1968

(14)　「スプレイによるよう素除去効果」

ＭＡＰＩ－1008　改7

三菱原子力工業，昭和61年

(15)　「事故時の格納容器漏洩率」

ＭＡＰＩ－1060

三菱重工業，昭和57年

(16)　「チャコールフィルタのよう素除去効果」

ＭＡＰＩ－1010　改1

三菱原子力工業，昭和52年

(17)　「ＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧコードの概要」

ＭＡＰＩ－1021　改5

三菱原子力工業，昭和56年

(18)　「ＳＰＡＮコードの概要」

ＭＡＰＩ－1049　改1

三菱原子力工業，昭和53年

第 3.2.1.3 表　小破断解析結果

項　　目	液　相　部　破　断			気相部破断
破断配管口径 (inch)	13.5 (34.4cm)	12 (30.5cm)	10 (25.4cm)	5.1 (13.0cm)
燃料被覆管最高温度 (℃)	635	682	621	初期値以下
局所的最大ジルコニウム－水反応量（%）	0.2	0.2	0.2	—
全炉心平均ジルコニウム－水反応量（%）	0.2 以　下	0.2 以　下	0.2 以　下	—

第3.3.1.1表　制御棒飛び出し解析結果

項　目 ＼ ケース	サイクル初期		サイクル末期	
	全出力	零出力	全出力	零出力
燃料エンタルピの最大値 (kJ／kg・UO_2)	(715)	562	(650)	586
ﾋﾟｰｸ出力部断熱燃料ｴﾝﾀﾙﾋﾟ (kJ／kg・UO_2)	(670)	325	(527)	517
原子炉圧力の最大値 (MPa［gage］)	-	-	17.3	16.6

（注）全出力のケースは反応度投入事象の取扱いは受けないが，参考値として（　）内に示す。

第3.4.2.1表　よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数及び

Ｉ－131等価量への換算係数

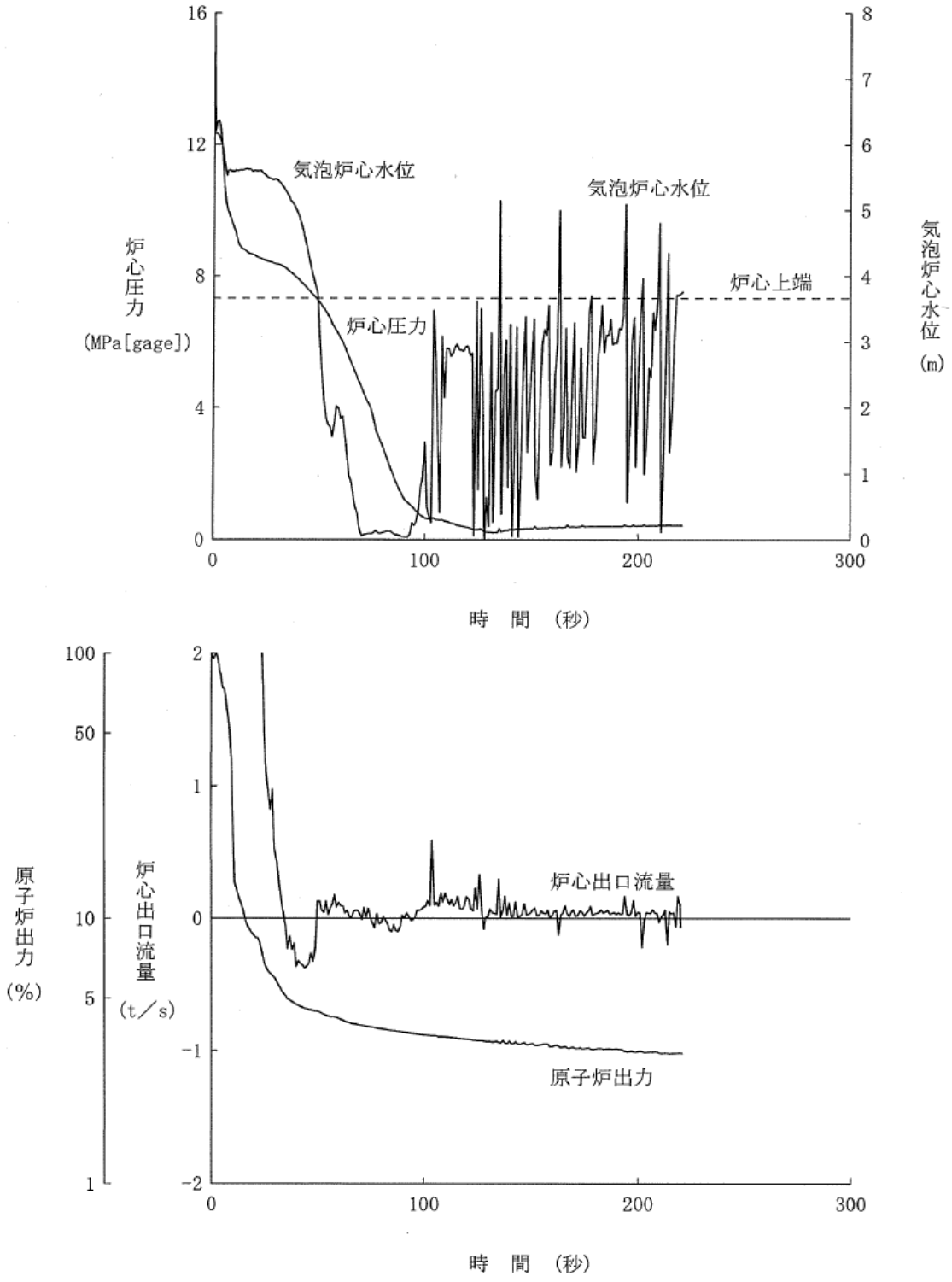
核　種	よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数（mSv／Bq）	Ｉ－131等価量への換算係数
Ｉ－131	1.6×10^{-4}	1
Ｉ－132	2.3×10^{-6}	1.44×10^{-2}
Ｉ－133	4.1×10^{-5}	2.56×10^{-1}
Ｉ－134	6.9×10^{-7}	4.31×10^{-3}
Ｉ－135	8.5×10^{-6}	5.31×10^{-2}

第3.4.4.1表　よう素の炉内蓄積量

核　種	核分裂収　率（%）	半減期	小児実効線量係数比率	炉内蓄積量（Bq）	炉内蓄積量（Ｉ－131等価量）（Bq）
Ｉ－131	2.84	8.06d	1	3.16×10^{18}	3.16×10^{18}
Ｉ－132	4.21	2.28h	1.44×10^{-2}	4.69×10^{18}	6.75×10^{16}
Ｉ－133	6.77	20.8h	2.56×10^{-1}	7.54×10^{18}	1.93×10^{18}
Ｉ－134	7.61	52.6min	4.31×10^{-3}	8.47×10^{18}	3.65×10^{16}
Ｉ－135	6.41	6.61h	5.31×10^{-2}	7.14×10^{18}	3.79×10^{17}
合計	－	－	－	3.10×10^{19}	5.57×10^{18}

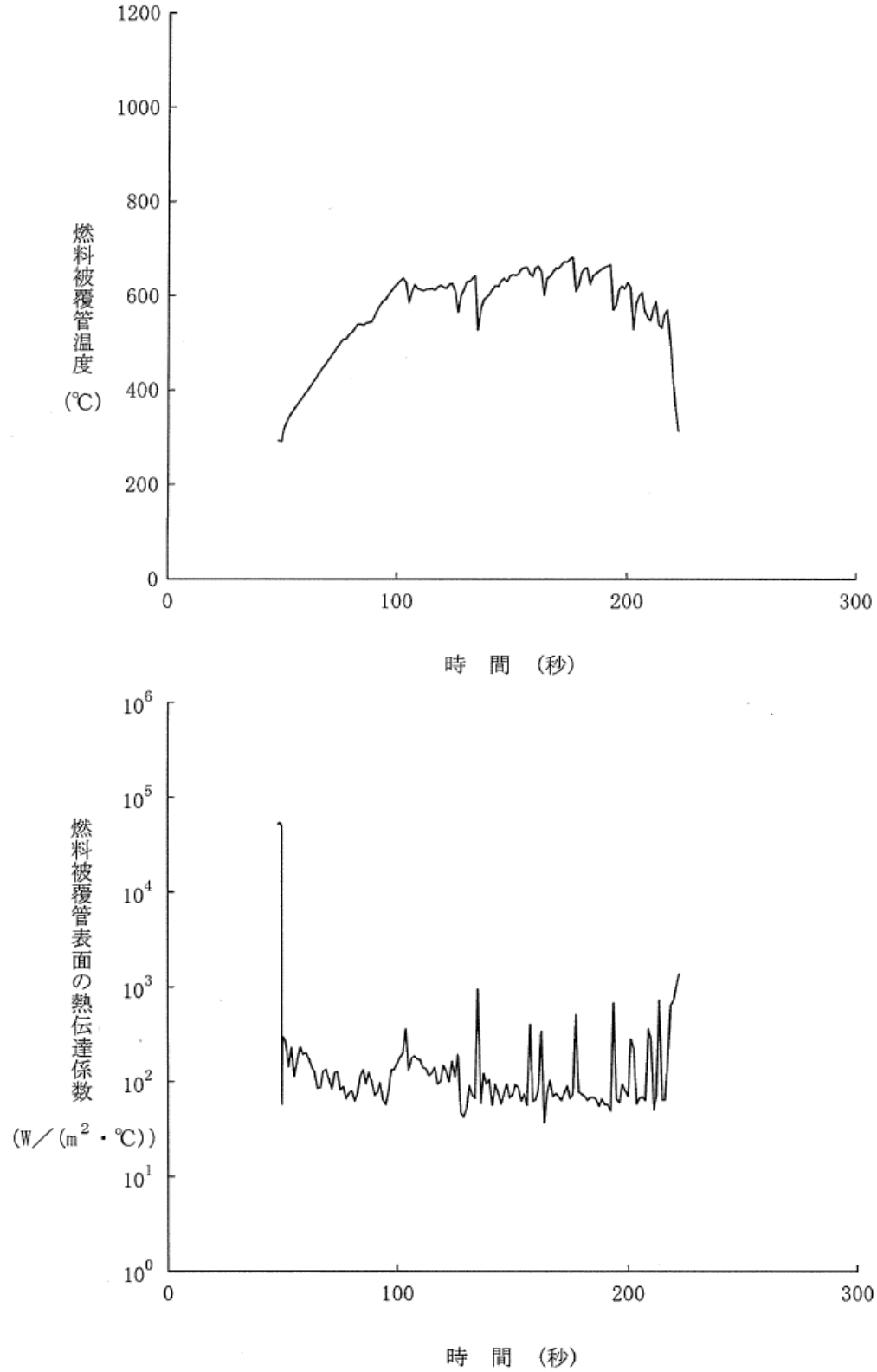
第3.4.4.2表　希ガスの炉内蓄積量

核種	核分裂収　率（%）	半減期	γ線実効エネルギ（MeV／dis）	炉　内蓄積量（Bq）	炉内蓄積量（γ線0.5MeV換算）（Bq）
Kr-83m	0.53	1.83 h	0.0025	5.90×10^{17}	2.95×10^{15}
Kr-85m	1.31	4.48 h	0.159	1.46×10^{18}	4.64×10^{17}
Kr-85	0.29	10.73 y	0.0022	4.38×10^{16}	1.93×10^{14}
Kr-87	2.54	76.3 min	0.793	2.83×10^{18}	4.49×10^{18}
Kr-88	3.58	2.80 h	1.950	3.99×10^{18}	1.55×10^{19}
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	4.43×10^{16}	1.77×10^{15}
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	2.13×10^{17}	1.79×10^{16}
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	7.54×10^{18}	6.78×10^{17}
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	1.18×10^{18}	1.02×10^{18}
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	7.39×10^{18}	3.69×10^{18}
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	6.99×10^{18}	1.65×10^{19}
合計	－	－	－	3.23×10^{19}	4.25×10^{19}



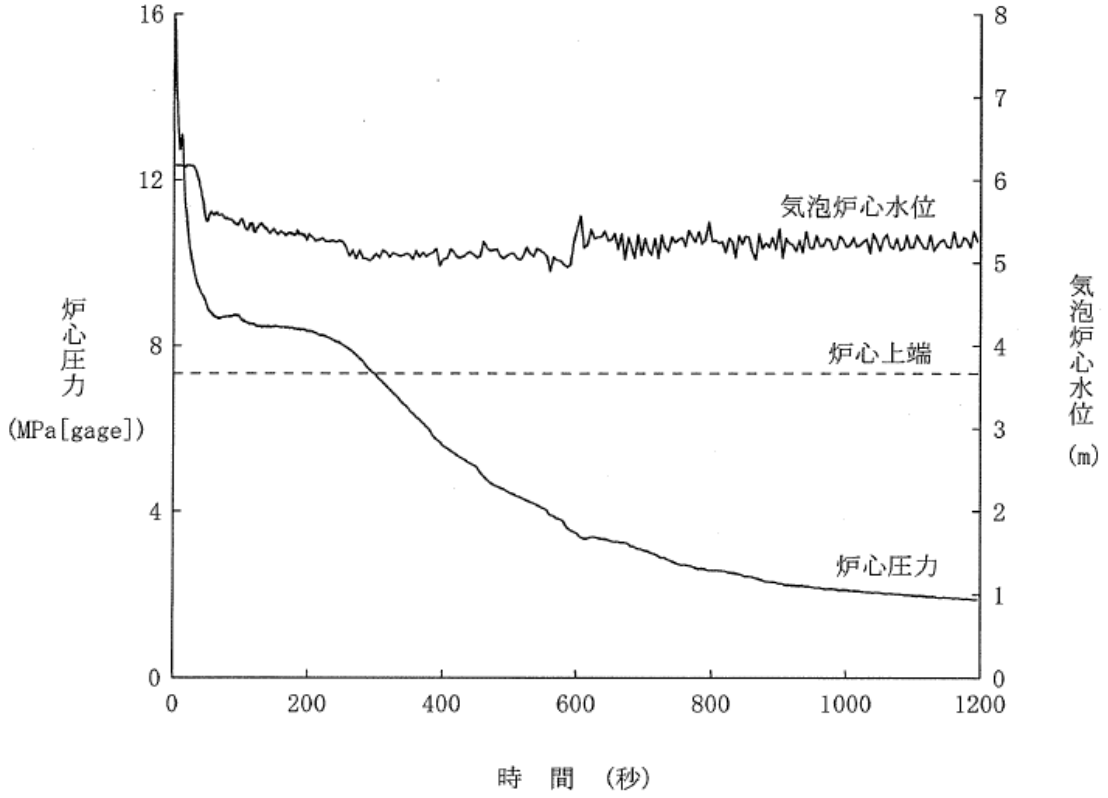
第3.2.1.5図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析

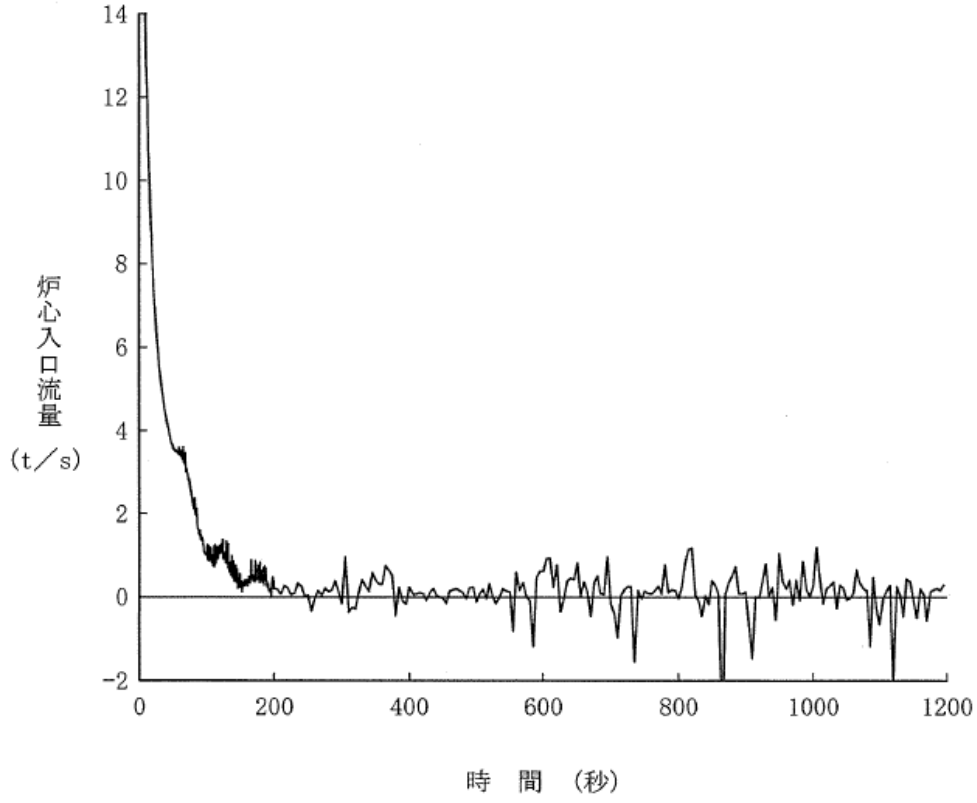
－小破断（1）－液相部破断



第3.2.1.6図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析

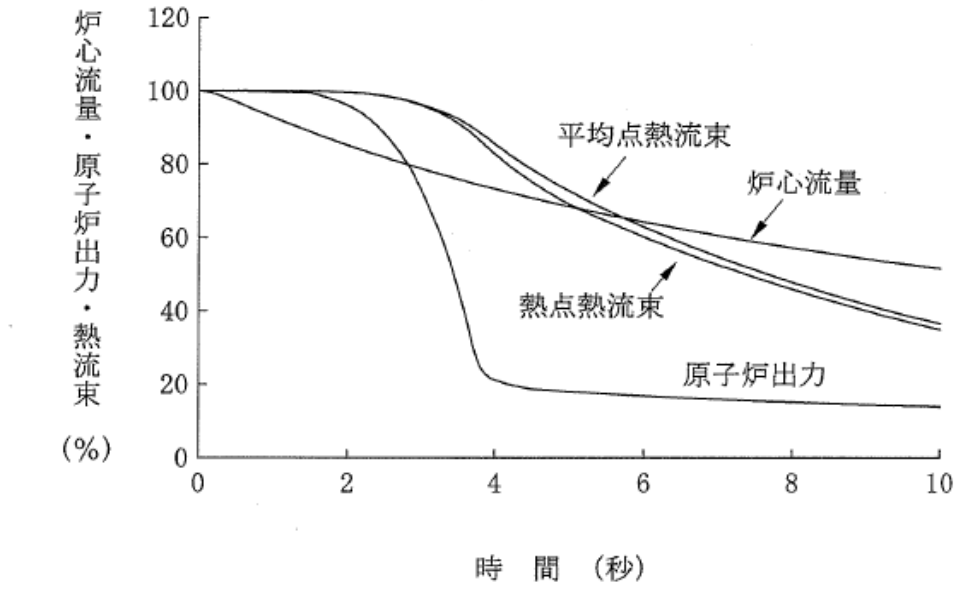
－小破断（2）－液相部破断

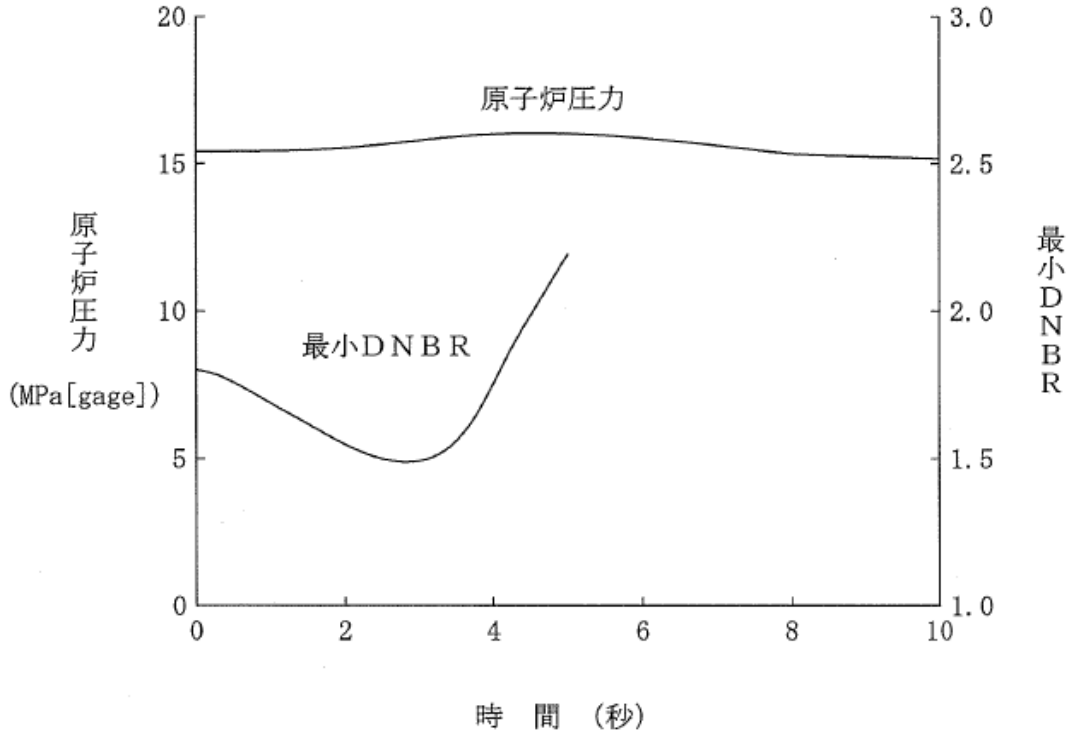




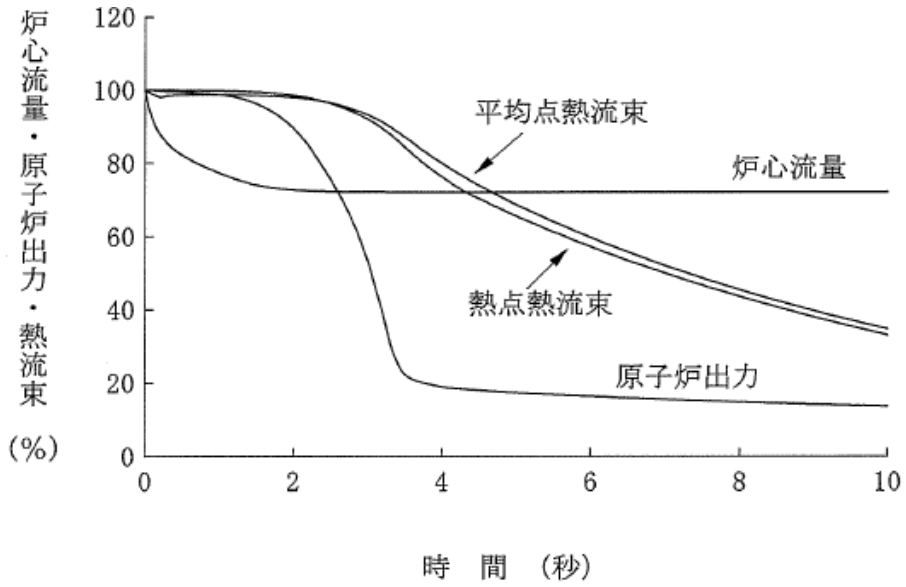
第3.2.1.7図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析

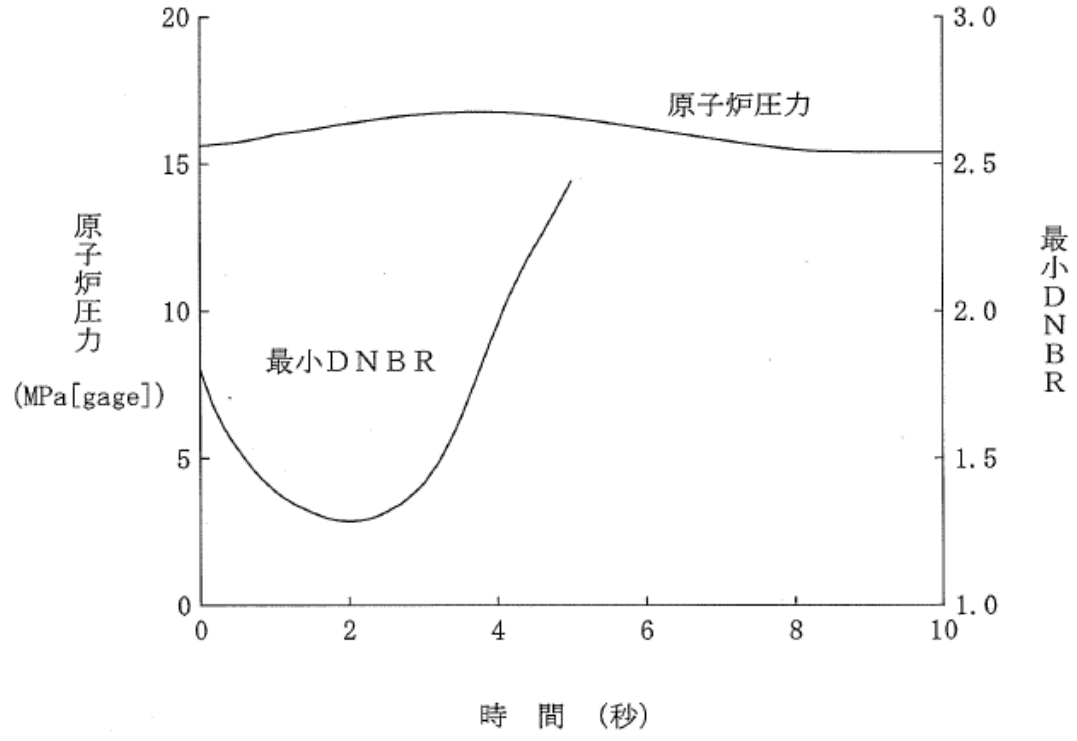
－小破断（3）－気相部破断



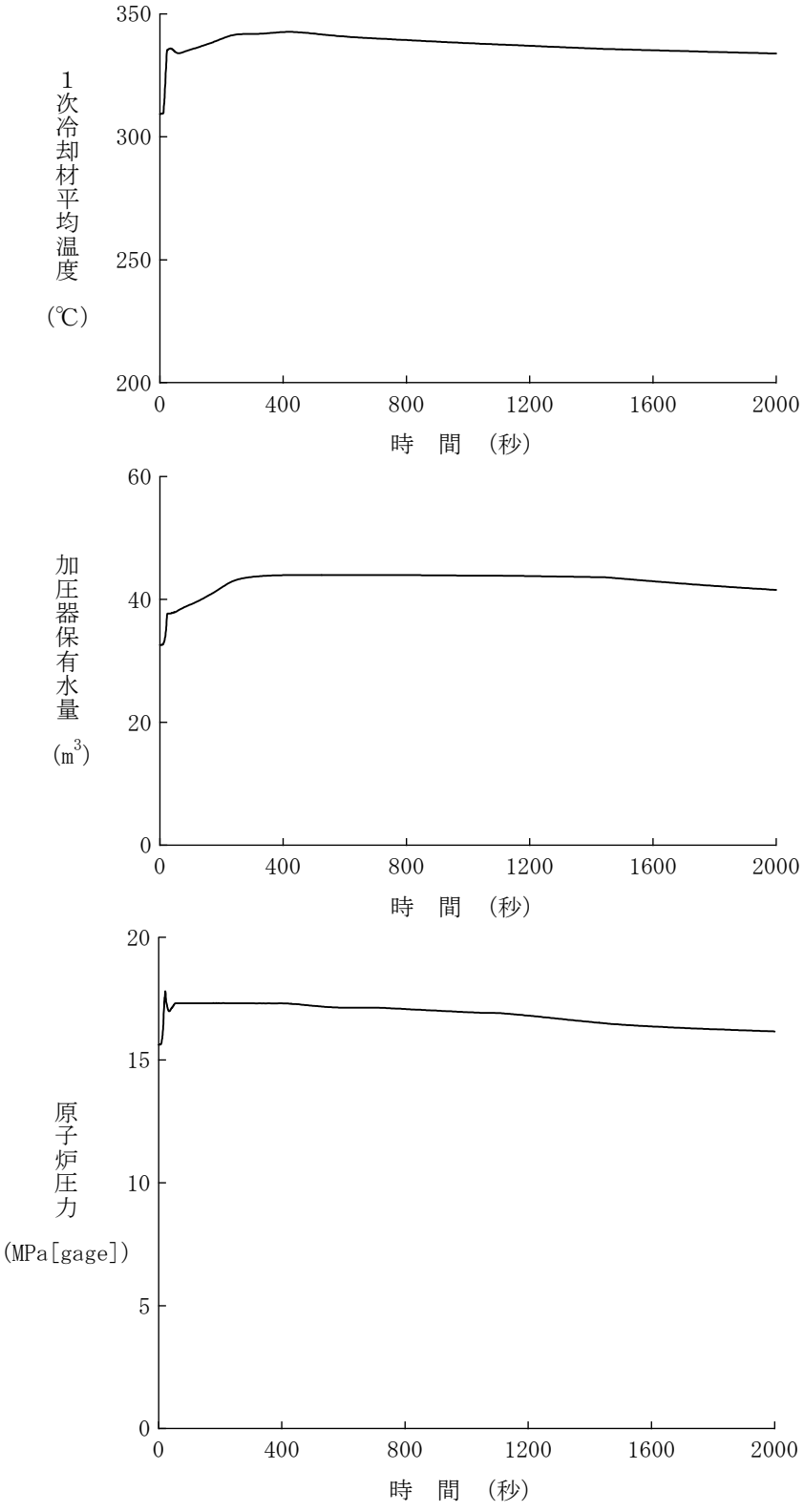


第3.2.2.1図　原子炉冷却材流量の喪失

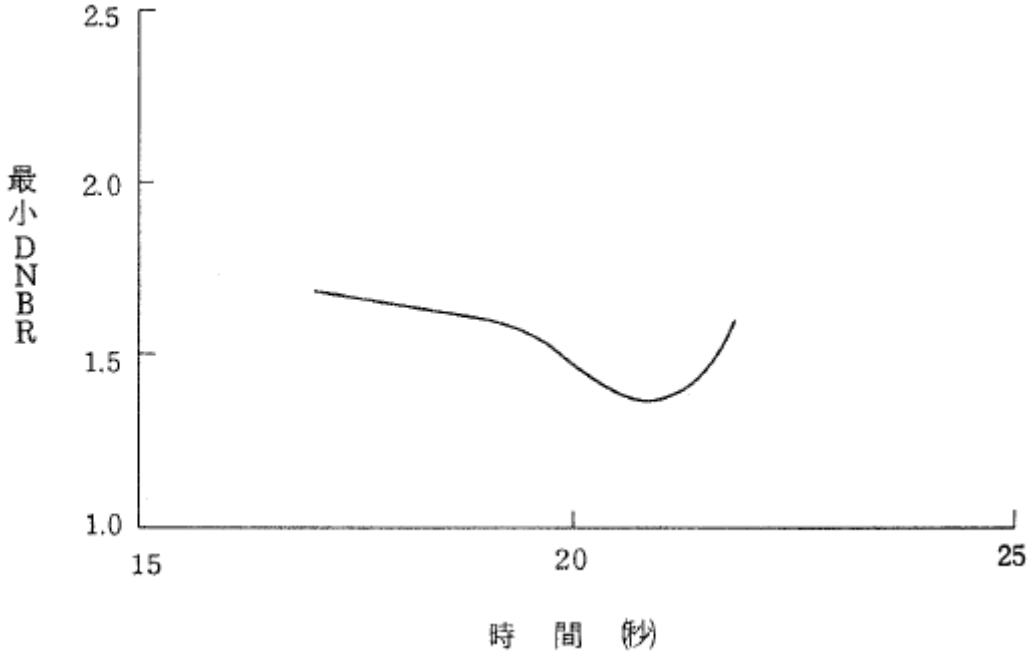




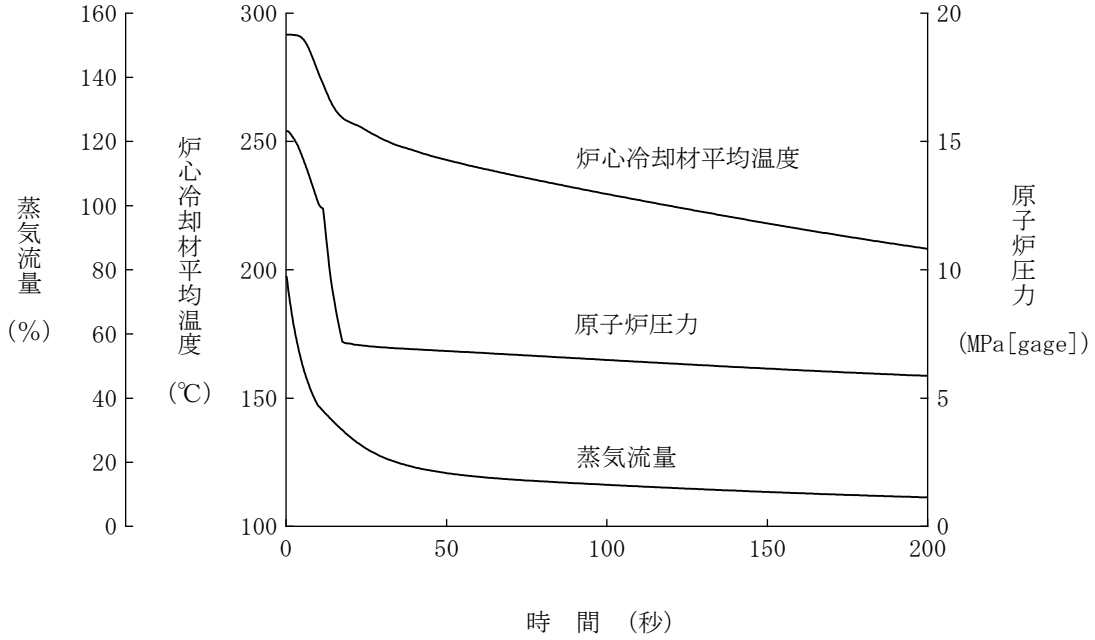
第3.2.3.1図　原子炉冷却材ポンプの軸固着

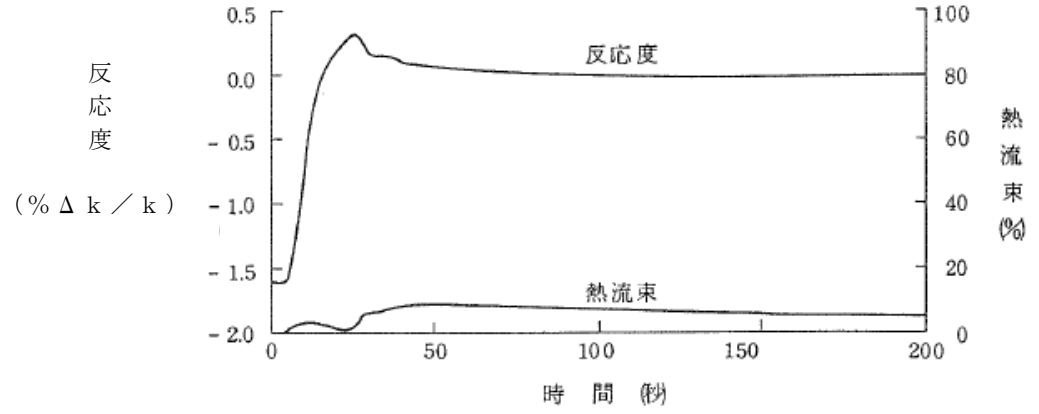


第3.2.4.1図　主給水管破断（1）

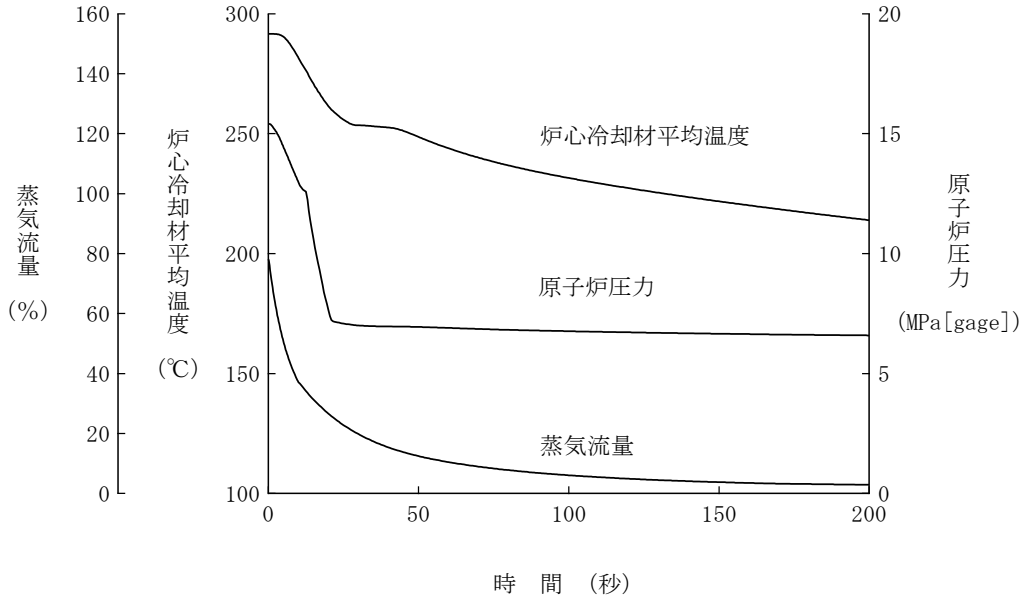


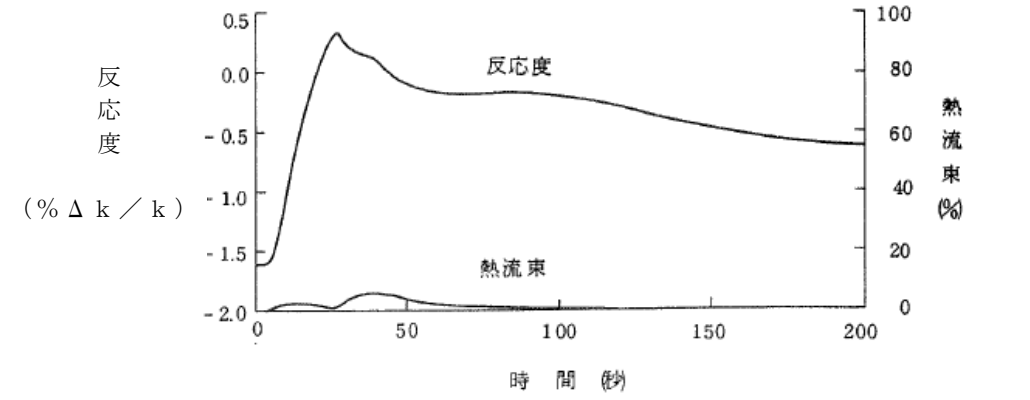
第3.2.4.2図　主給水管破断（2）



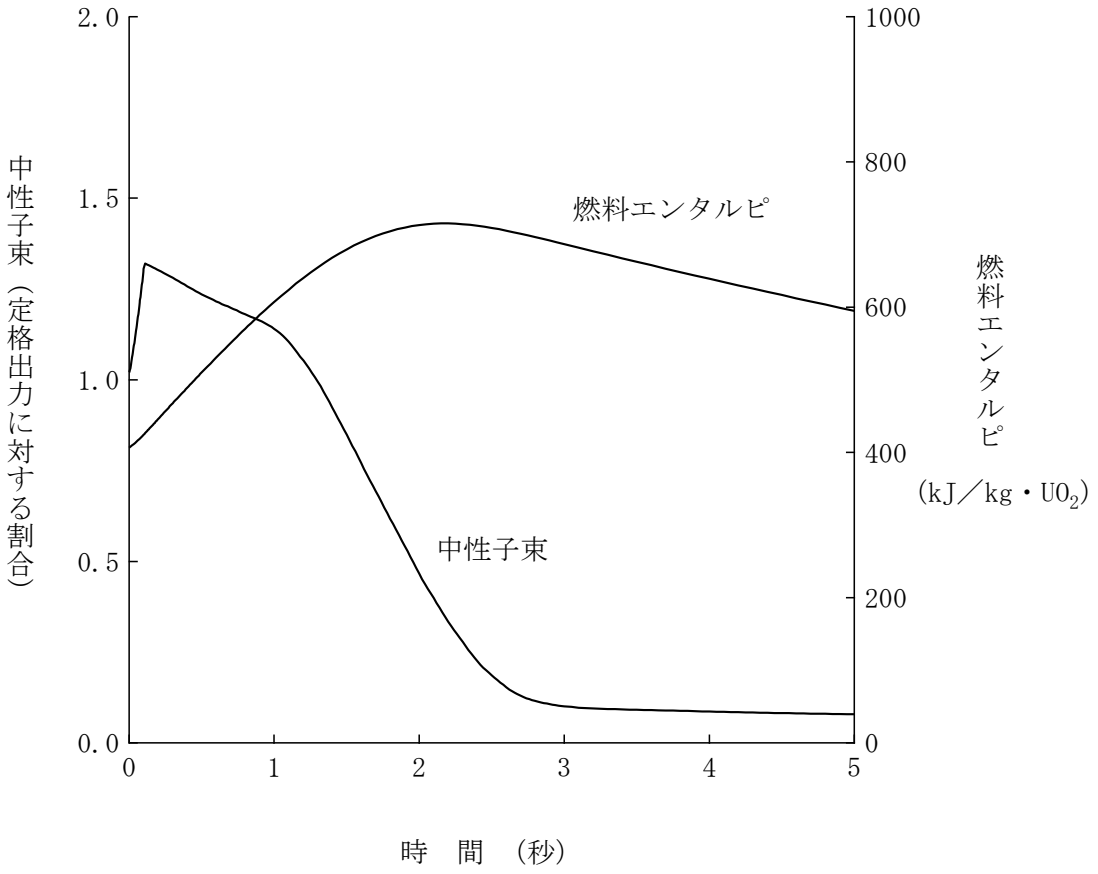


第3.2.5.2図　主蒸気管破断－ケースＡ（外部電源あり）



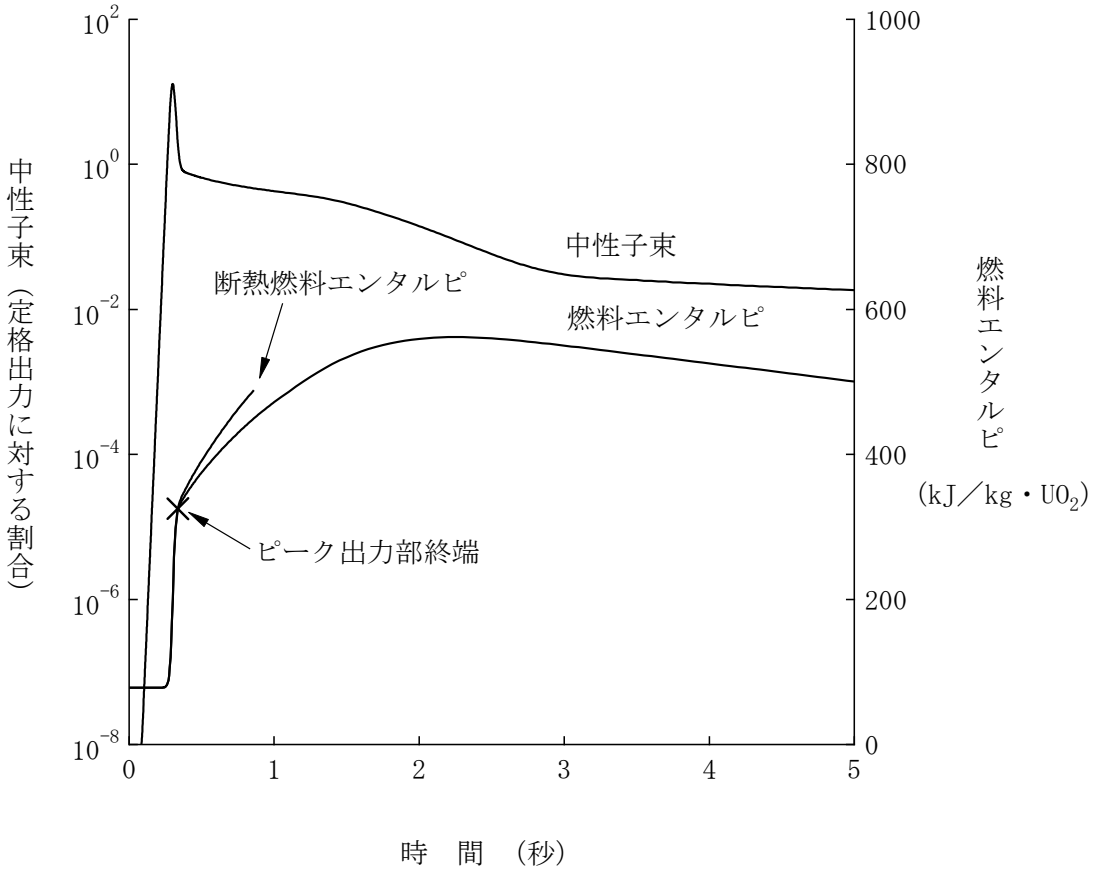


第3.2.5.3図　主蒸気管破断－ケースＢ（外部電源なし）



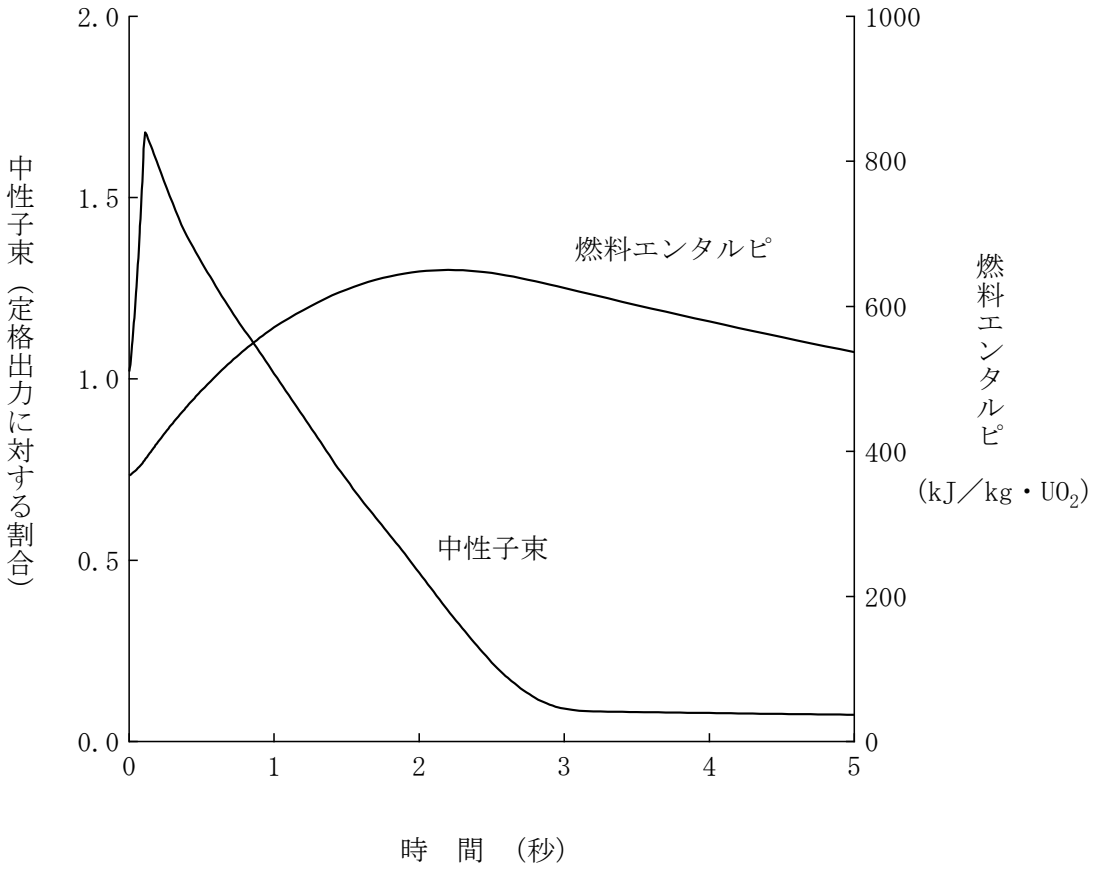
第3.3.1.1図　制御棒飛び出しーサイクル初期高温全出力

ー燃料エンタルピ解析



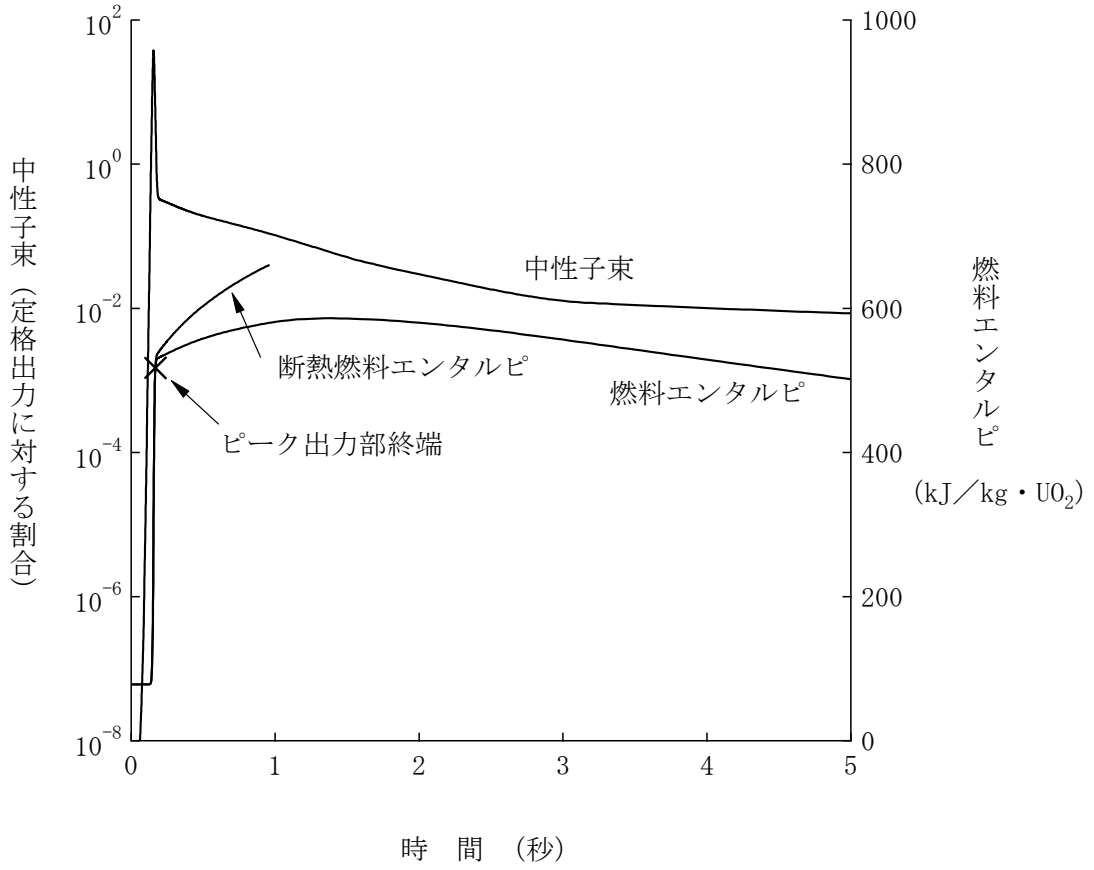
第3.3.1.2図　制御棒飛び出しーサイクル初期高温零出力

ー燃料エンタルピ解析



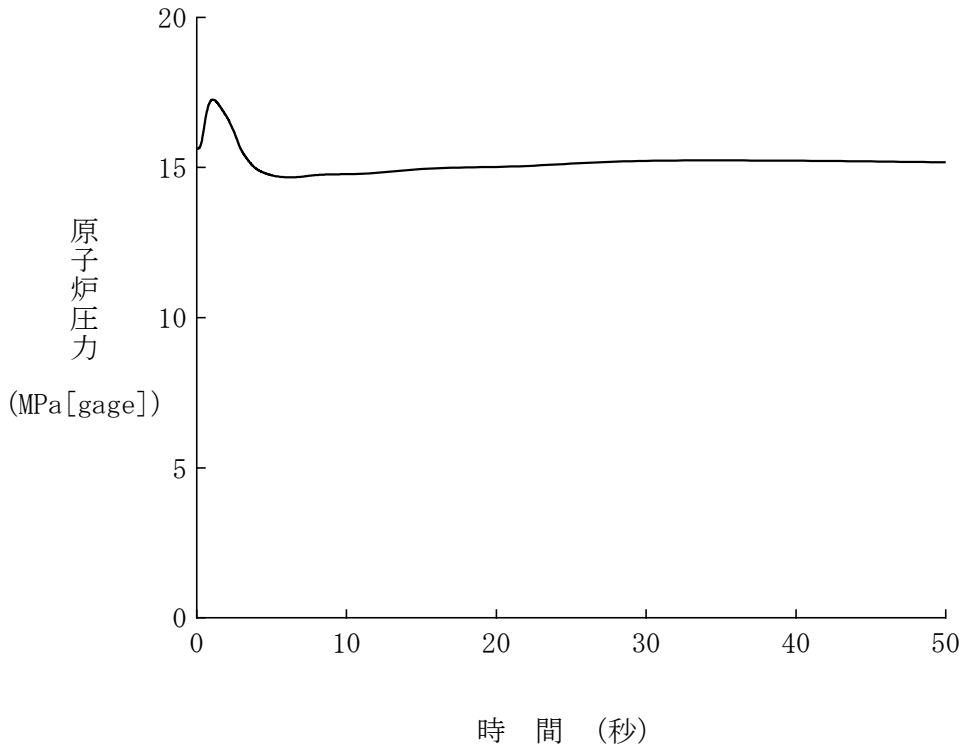
第3.3.1.3図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温全出力

ー燃料エンタルピ解析



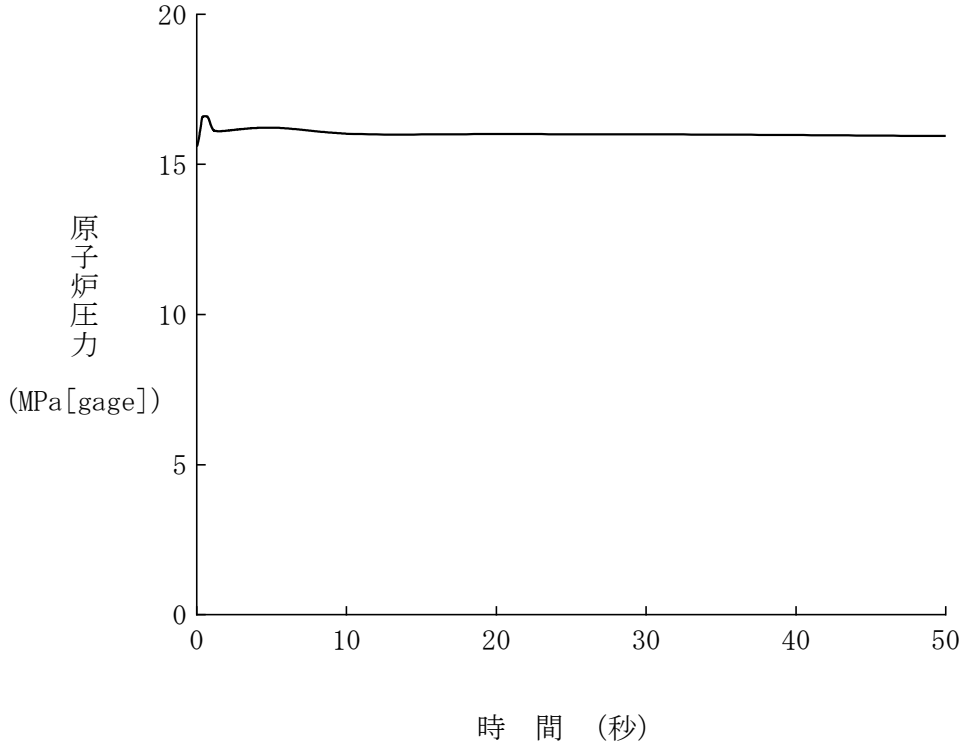
第3.3.1.4図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温零出力

ー燃料エンタルピ解析

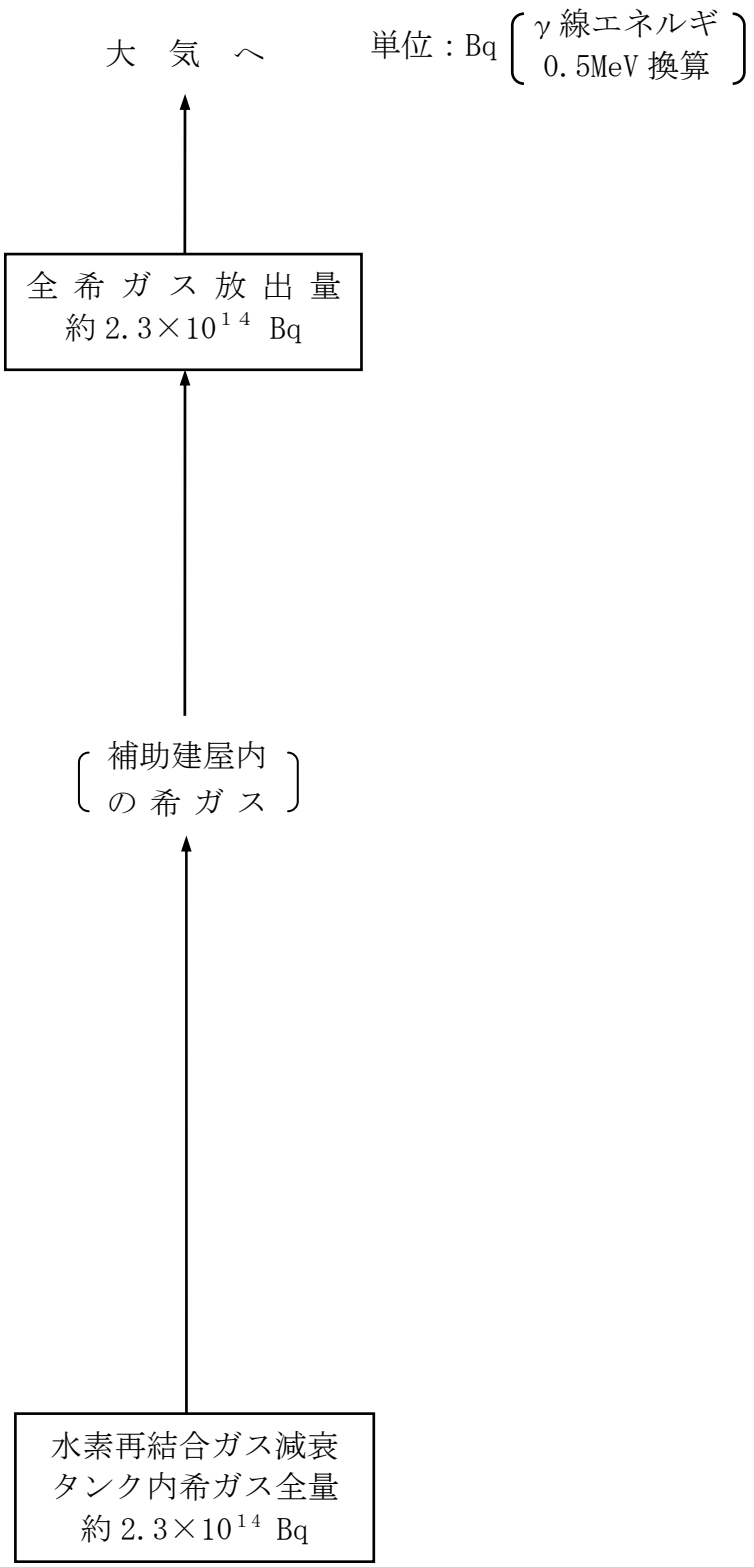


第3.3.1.5図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温全出力

ー圧力解析

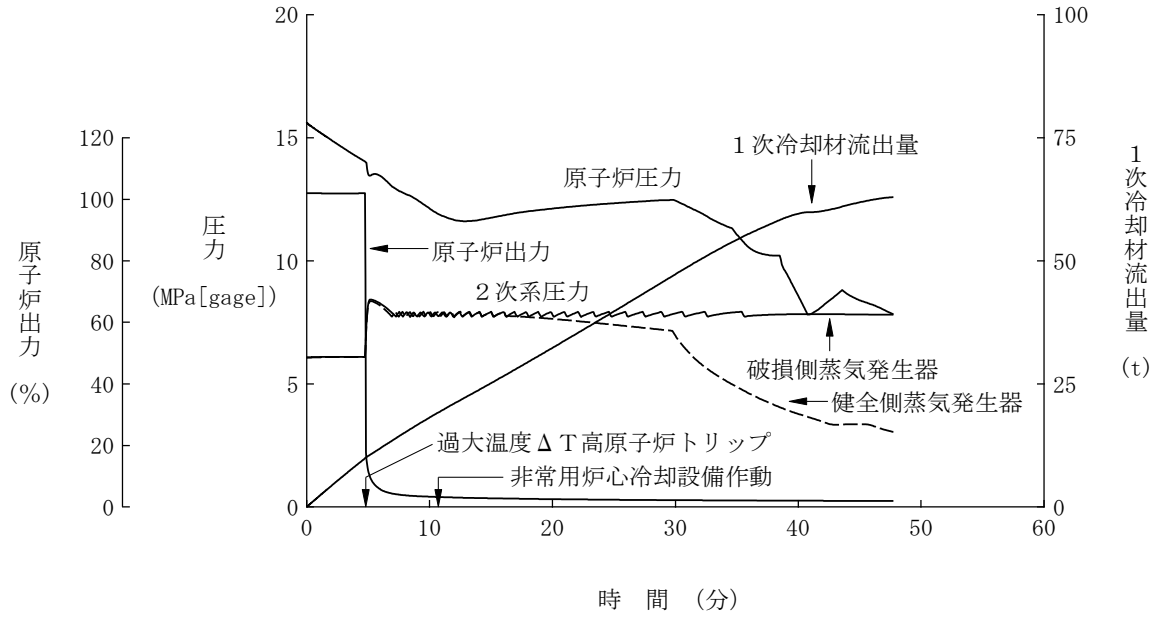


第3.3.1.6図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温零出力
ー圧力解析

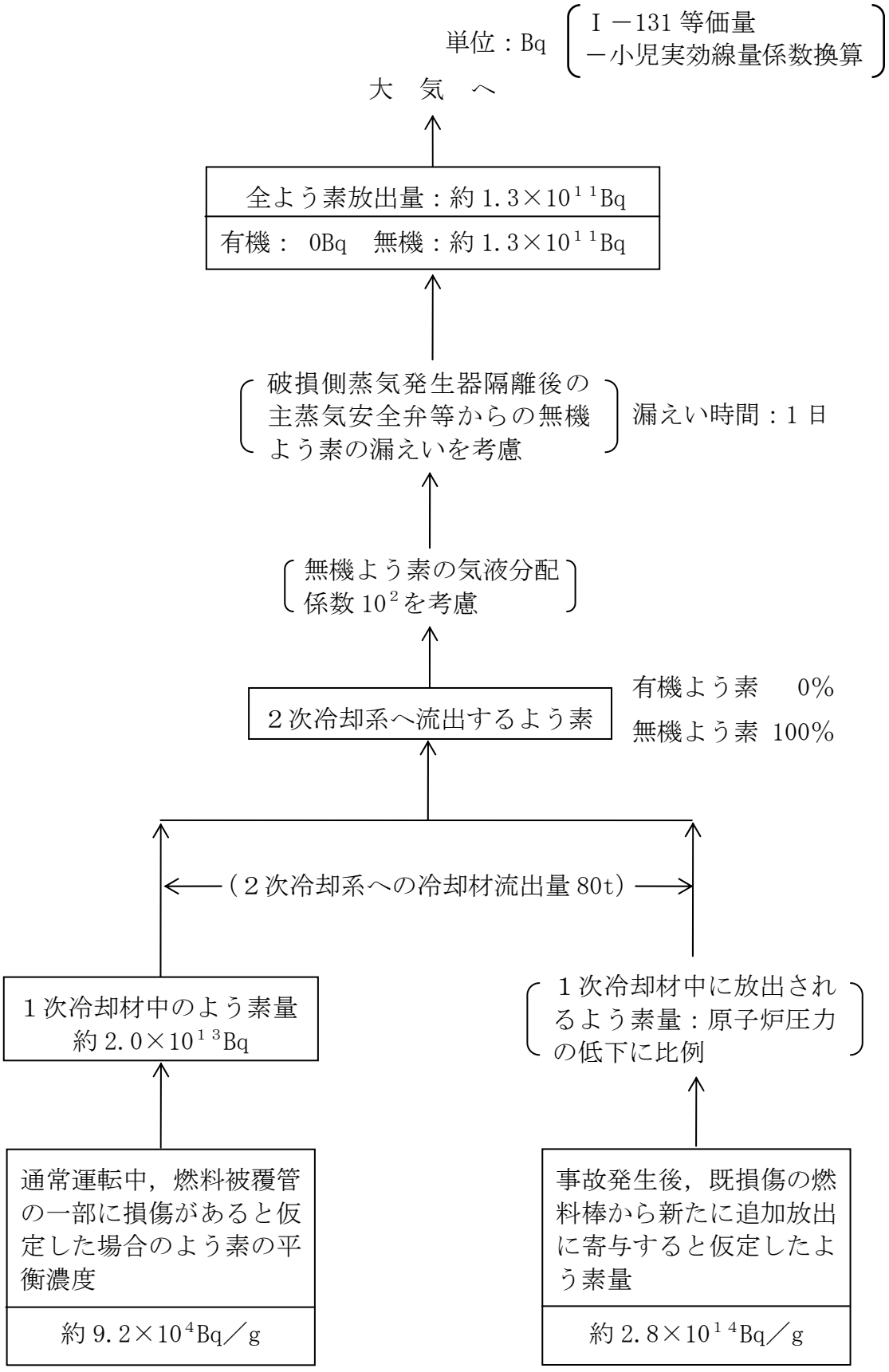


第3.4.1.1図　放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの

大気放出過程

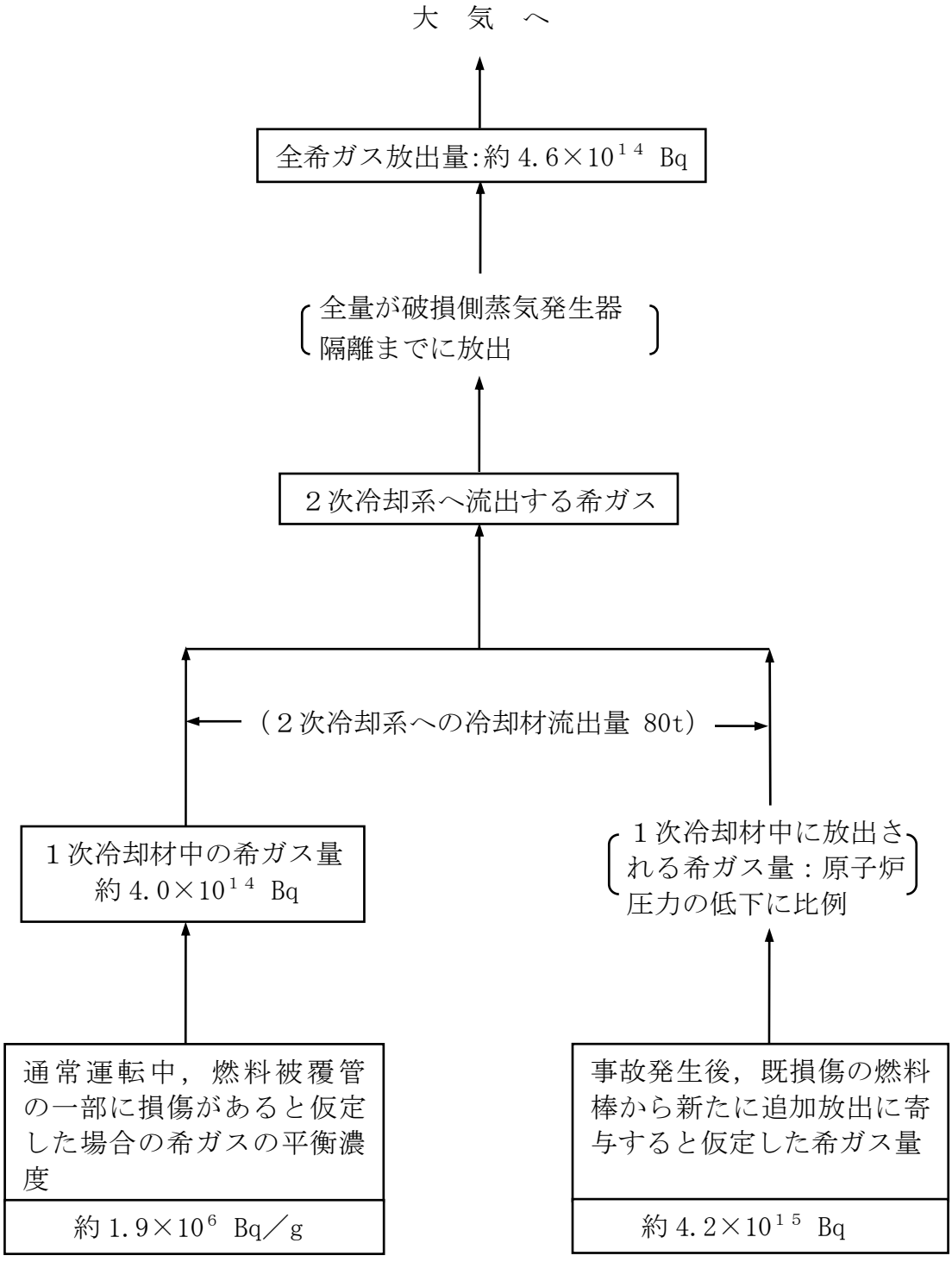


第3.4.2.1図　蒸気発生器伝熱管破損



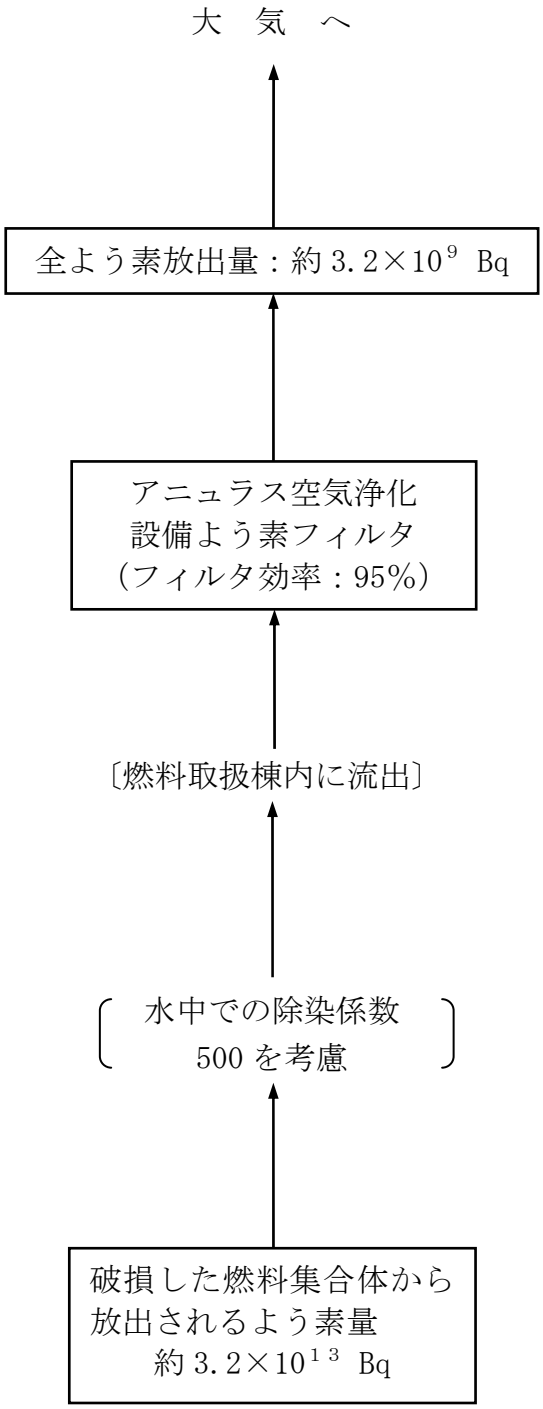
第3.4.2.2図　蒸気発生器伝熱管破損時のよう素の大気放出過程

単位：Bq（γ線エネルギ 0.5MeV 換算）



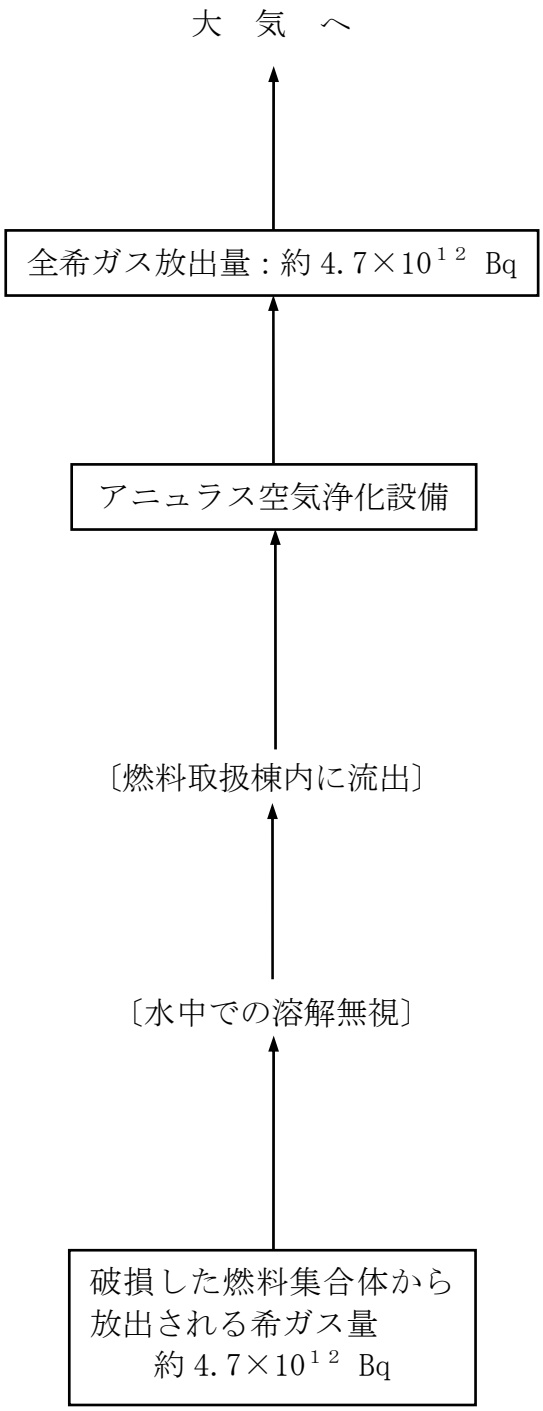
第3.4.2.3図　蒸気発生器伝熱管破損時の希ガスの大気放出過程

単位：Bq （Ｉ－131 等価量 －小児実効線量係数換算）

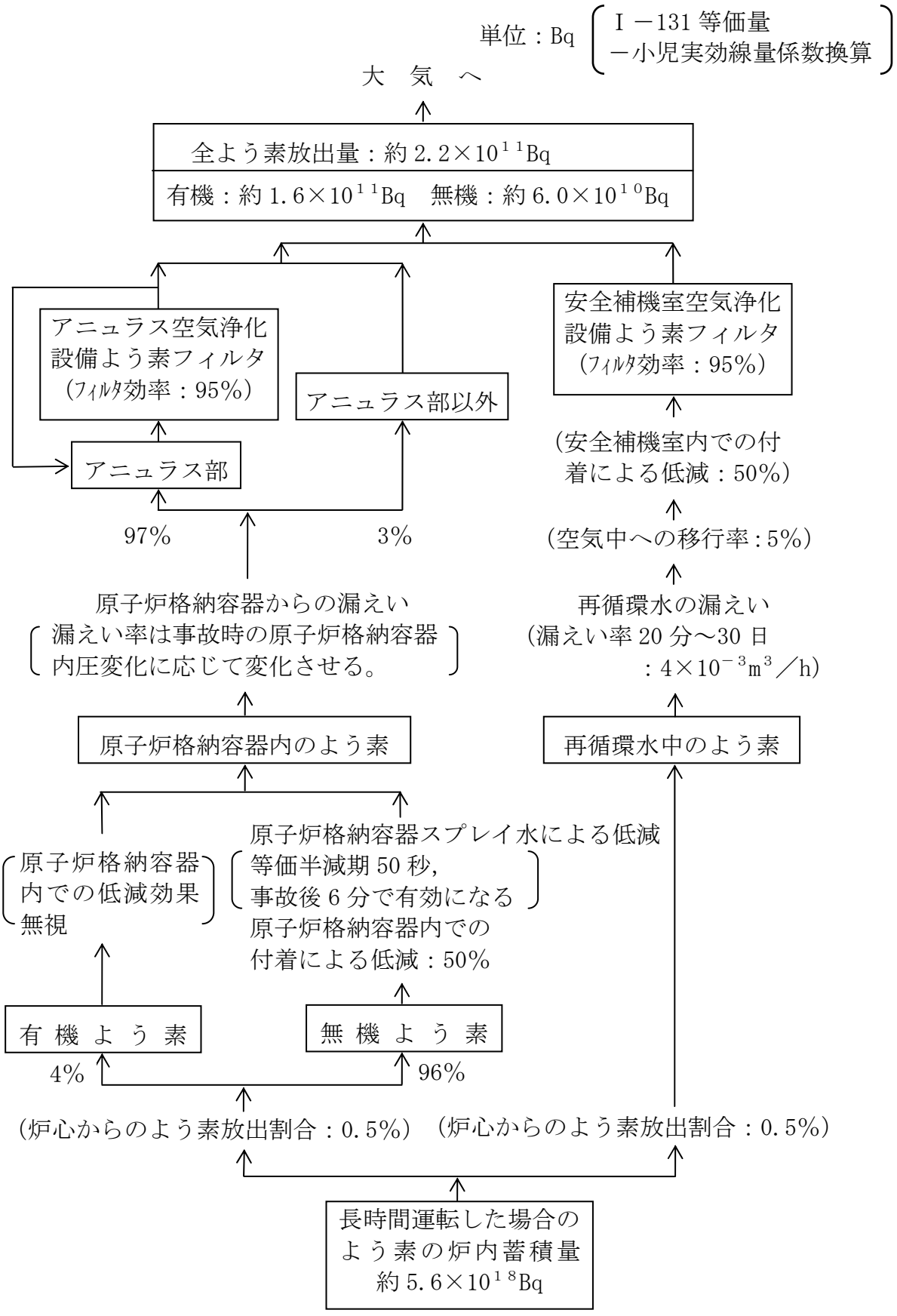


第3.4.3.1図　燃料集合体の落下時のよう素の大気放出過程

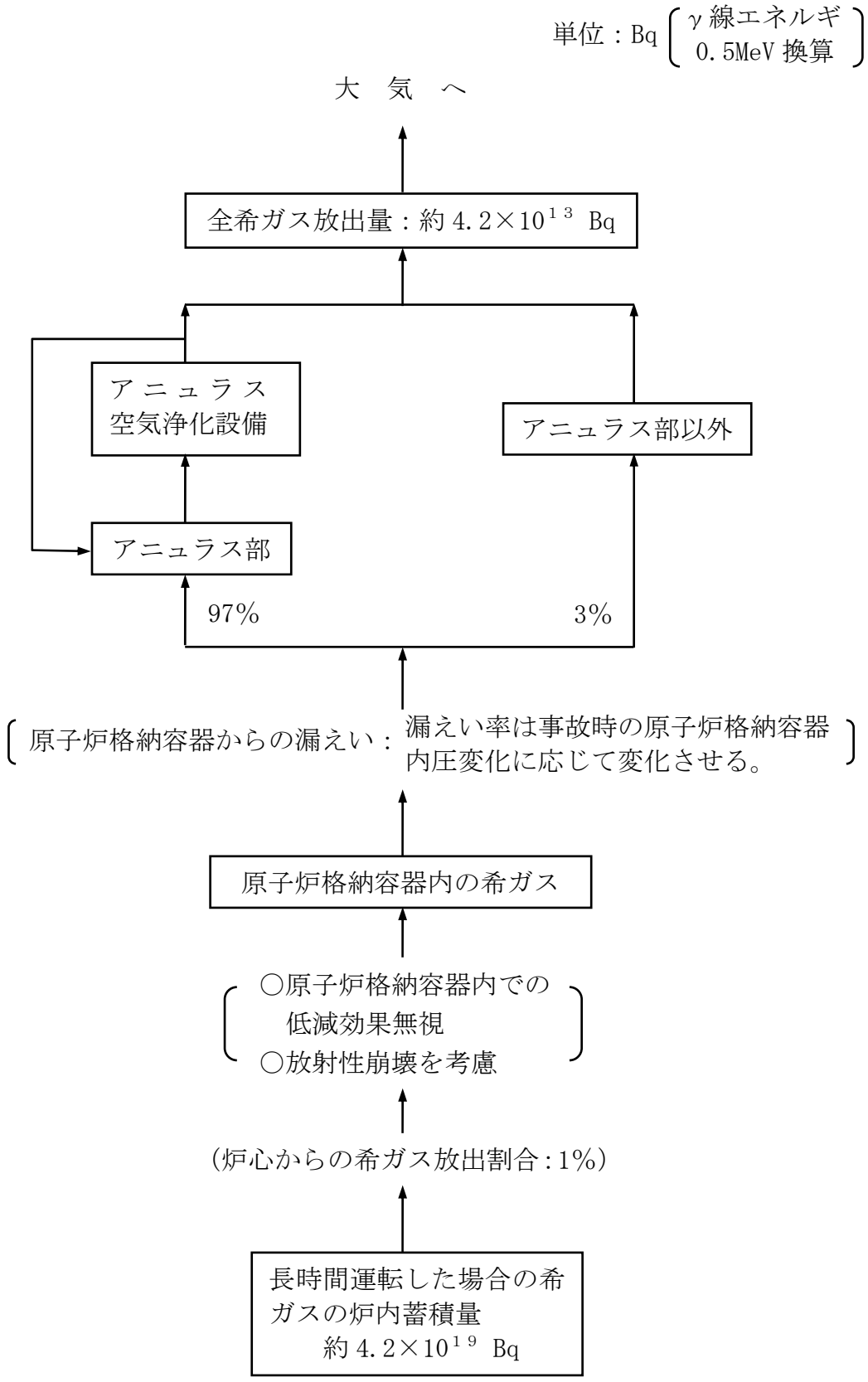
単位：Bq（γ線エネルギ 0.5MeV 換算）



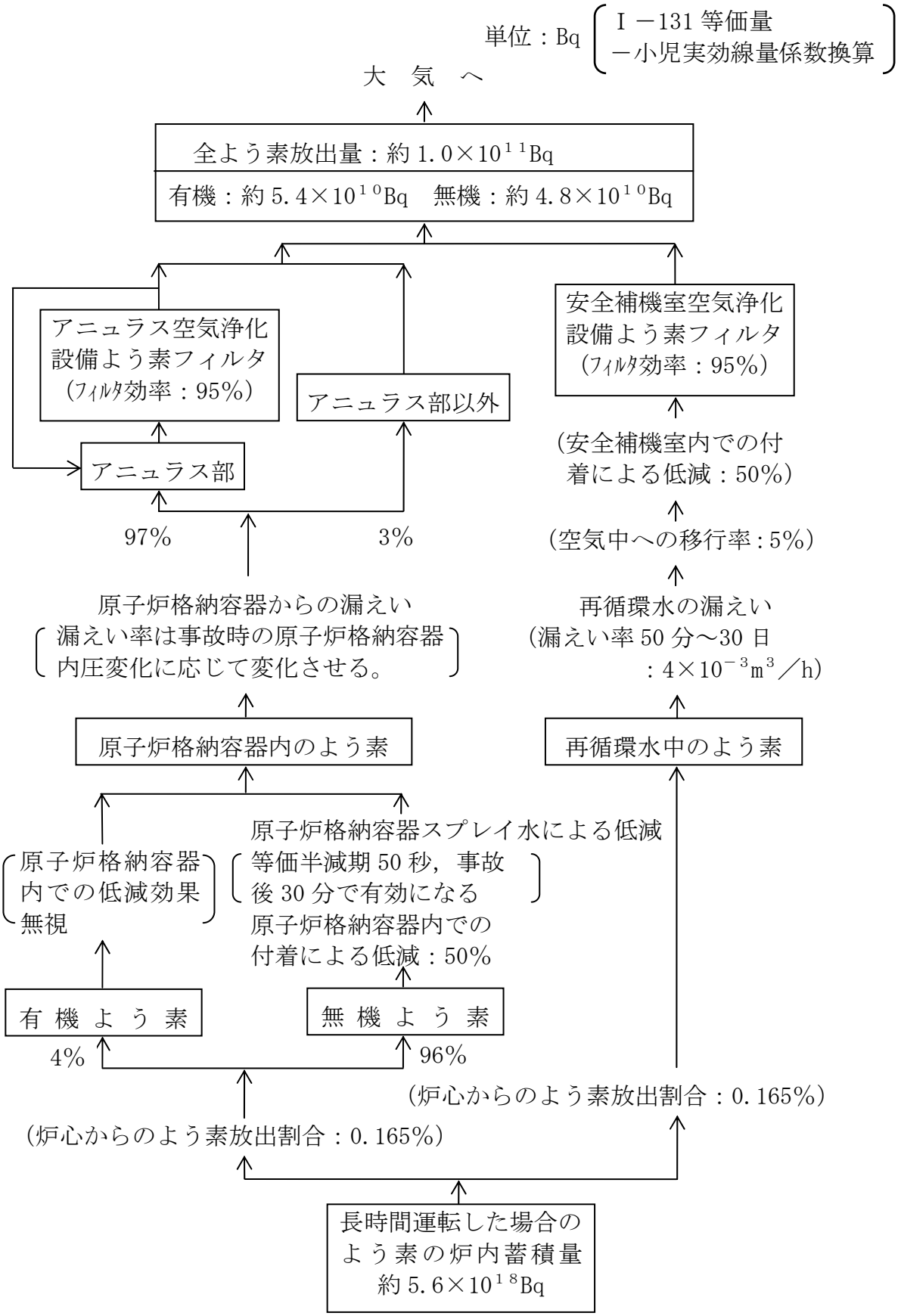
第3.4.3.2図　燃料集合体の落下時の希ガスの大気放出過程



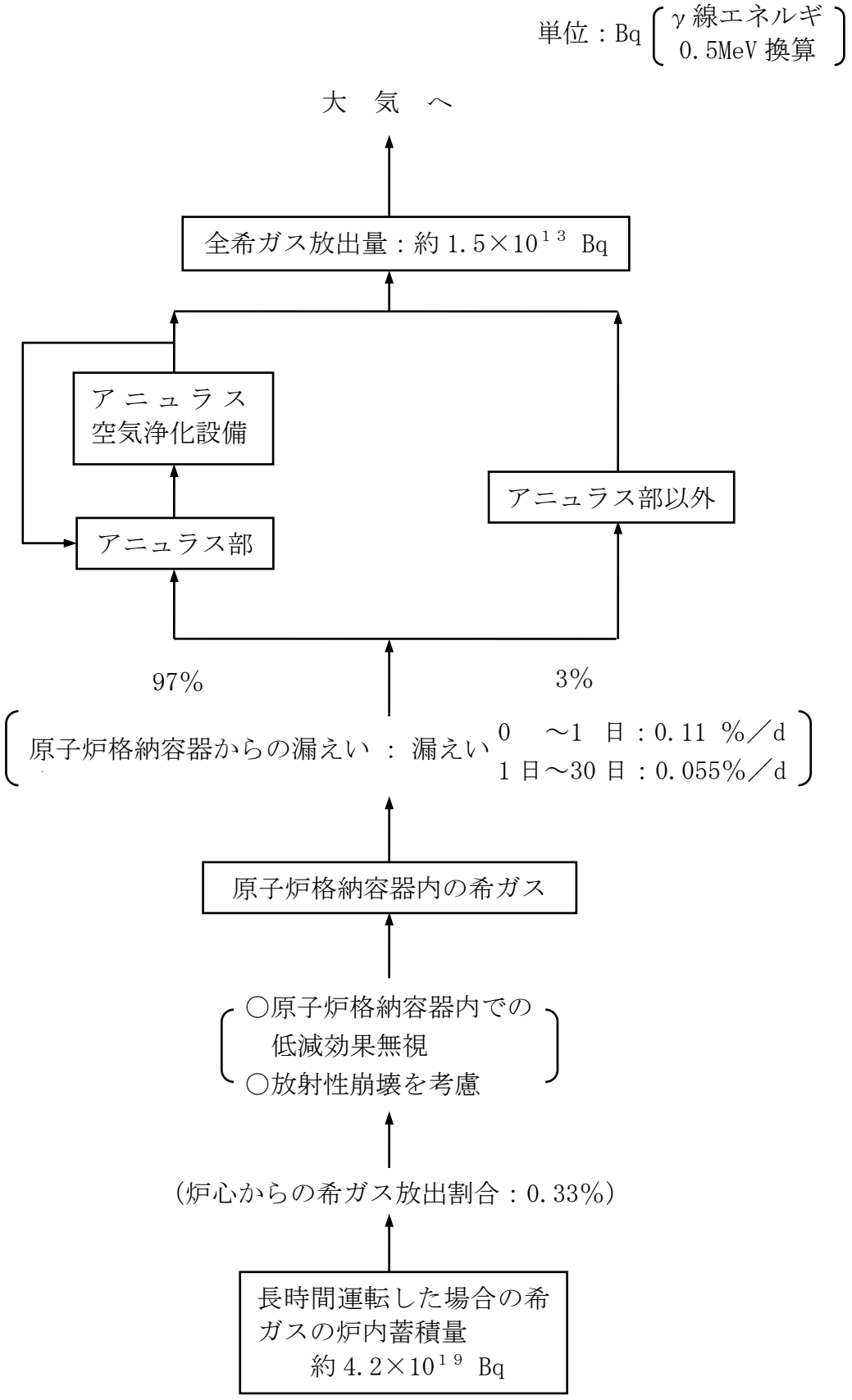
第3.4.4.1図　原子炉冷却材喪失時のよう素の大気放出過程



第3.4.4.2図　原子炉冷却材喪失時の希ガスの大気放出過程



第3.4.5.1図　制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程



第3.4.5.2図　制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程

5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた設備強化等の重大事故等対策に加え，重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は「大規模損壊」が発生した場合における以下の重大事故等対処設備に係る事項，復旧作業に係る事項，支援に係る事項及び手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し当該事故等に対処するために必要な手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備等運用面での対策を行う。また，１号炉の原子炉圧力容器に燃料が装荷されていないことを前提として，これらの対策を行う。

「5.1　重大事故等対策」について手順を整備し，重大事故等の対応を実施する。「5.2　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「5.2.1　可搬型設備等による対応」は「5.1　重大事故等対策」の対応手順を基に，大規模損壊が発生した場合の様々な状況においても，事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し，大規模損壊が発生した場合の対応を実施する。

また，重大事故等又は大規模損壊に対処しうる体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を，「原子炉等規制法」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については，「技術的能力審査基準」で規定する内容に加え，「設置許可基準規則」に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 5.1.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。整備する手順書については付録１に示す「重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」にて補足する。

5.1　重大事故等対策

5.1.1　重大事故等対処設備に係る事項

(1)　切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは，設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に，本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし，本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて，通常時に使用する系統から弁操作又は工具等の使用により速やかに切り替えられるようにして，当該操作等について明確にし通常時に使用する系統から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに，確実に行えるように訓練を実施する。

(2)　アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，可搬型重大事故等対処設備を運搬し，又は他の設備の被害状況を把握するため，発電所内の道路及び通路が確保できるよう，以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内アクセスルートは，自然現象，外部人為事象，溢水及び火災を想定しても，運搬，移動に支障をきたすことのないよう，複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは，自然現象に対して地震，津波，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災及び高潮を考慮し，外部人為事象に対して近隣の産業施設の火災・爆発（飛来物含む。），航空機墜落による火災，火災の二次的影響（ばい煙及び有毒ガス），輸送車両の発火，漂流船舶の衝突，飛来物（航空機落下），ダムの崩壊，電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮す

る。

なお，発電所敷地で想定される自然現象のうち，洪水については，立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また，発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち，ダムの崩壊については，立地的要因により設計上考慮する必要はない。

電磁的障害に対しては道路・通路面が直接影響を受けることはない。

生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから，屋外アクセスルートは影響を受けない。

なお，原子炉建屋内及び原子炉補助建屋内の可搬型重大事故等対処設備は，可能な限り設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図った場所に保管する。

原子炉建屋外及び原子炉補助建屋外の可搬型重大事故等対処設備は，航空機衝突に対して頑健性を有する可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に保管，若しくは設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備が設置されている建屋及び屋外の常設重大事故等対処設備のそれぞれから100m以上の離隔距離を確保した場所，又は屋外の設計基準事故対処設備から100m以上の離隔距離を確保した場所に保管する。

ａ．屋外アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合，事故収束に迅速に対応するため屋外の可搬型重大事故等対処設備（可搬型ポンプ，その他の注水設備，電源車，その他電気設備，モニタリング設備）の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認，海（海水ポンプピット，１号炉取水路）の取水箇所の状況確認，ホース布設ルートの状態確認を行い，併せて燃料油貯蔵タンク（北側），燃料油貯蔵タンク（南側），燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用），空冷式非常用発電機，その他屋外設備の被害状

況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する，地震による影響（周辺構造物の損壊，周辺機器の損壊，周辺斜面の崩壊），その他自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物，積雪，降下火砕物）を想定し，複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため，障害物を除去可能な重機を保管，使用し，それを運転できる要員を確保する。

また，地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して，道路上の自然流下も考慮した上で，溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する。

津波の影響については，基準津波による遡上高さに対して，十分余裕を見た防潮堤の防護範囲内にアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートは，考慮すべき自然現象のうち凍結及び森林火災，外部人為事象のうち近隣の産業施設の火災・爆発（飛来物含む。），輸送車両の発火及び漂流船舶の衝突に対して，複数のアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートの周辺構造物，周辺機器の倒壊による障害物については，重機による撤去を行う。

屋外アクセスルートは，基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対して，崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で，重機による仮復旧を行う。

不等沈下等による段差の発生が想定される箇所においては，段差緩和対策を講じているが，想定を上回る段差が発生した場合は，土嚢等による段差解消対策を行う。

アクセスルート上の台風及び竜巻による飛来物，降雪，降下火砕物については，重機による撤去を行う。なお，想定を上回る降雪，降下火砕

物が発生した場合は，除雪，降下火砕物の除去の頻度を増加させることにより対処する。凍結，降雪に対しては，常時，車両にスタッドレスタイヤ等を装着することにより対処する。

屋外アクセスルートの地震発生時における火災の発生防止策（可燃物収納容器の固縛による転倒防止，及びボンベ口金の通常閉運用）及び火災の拡大防止策については，「火災防護計画」に定める。

b．屋内アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合において，屋内の可搬型重大事故等対処設備（可搬型モニタリングポスト，可搬型エリアモニタ，その他の計測設備，可搬型バッテリ，その他の電源設備）の保管場所へ要員が移動するアクセスルートの状況確認を行い，併せて常設低圧代替注水ポンプ，その他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは，津波，その他自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物，凍結，降水，積雪，落雷，火山の影響，生物学的事象，森林火災）及び外部人為事象（近隣産業施設の火災・爆発，航空機墜落による火災，火災の二次的影響，輸送車両の発火，漂流船舶の衝突，飛来物（航空機落下））に対して，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内アクセスルートは，重大事故時に必要となる現場操作を実施する活動場所まで外部事象による影響を考慮しても移動可能なルートを選定する。また，屋内アクセスルート上には，転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに，撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛，転倒防止措置により支障をきたさない措置を講じる。

アクセスルート周辺の機器に対しては火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八 1.6.1.2 火災発生防止」に示す。

機器からの溢水が発生した場合については，適切な放射線防護具を着用することによりアクセスルートを通行する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。また，停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動ができるように，可搬型照明を配備する。

5.1.2　復旧作業に係る事項

重大事故等時において，重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため，以下の基本方針に基づき実施する。

(1)　予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応は，重大事故等対処設備にて実施することにより，事故収束を行う。事故収束を継続させるためには，機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため，以下の方針に基づき重要安全施設の取替え可能な機器，部品等の復旧作業を優先的に実施することとし，そのために必要な予備品を確保する。

ａ．短期的には重大事故等対処設備で対応を行い，その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。

ｂ．単一の重要安全施設の機能を回復することによって，重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ，事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

ｃ．復旧作業の実施に当たっては，復旧が困難な設備についても，復旧するための対策を検討し実施することとするが，放射線の影響，その他の作業環境条件の観点を踏まえ，復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお，今後も多様な復旧手段の確保，復旧を想定する機器の拡大，その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに，そのために必要な予備品の確保に努める。

また，予備品の取替作業に必要な資機材等として，がれき撤去等のための重機，夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

(2)　保管場所

予備品等については,地震による周辺斜面の崩落,敷地下斜面の滑り,津波による浸水などの外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(3)　アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，設備の復旧作業のため，発電所内の道路及び通路が確保できるように，以下の実効性のある運用管理を実施する。

設備の復旧作業に支障がないよう，アクセスルートを確保する等，「5.1.1(2)アクセスルートの確保」と同様の運用管理を実施する。

5.1.3　支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため，発電所内であらかじめ用意された重大事故等対処設備，予備品及び燃料等の手段により，重大事故等対策を実施し，事故発生後 7 日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。重大事故等の対応に必要な水源については，淡水源に加え最終的に海に切り替えることにより水源が枯渇することがないようにする。

また，プラントメーカ，協力会社とは平時から必要な連絡体制を整備するなど協力関係を構築するとともに，あらかじめ重大事故等発生に備え協議，

合意の上，外部からの支援計画を定め，要員の支援及び燃料の供給の契約を締結する。事故発生後，当社原子力防災組織が発足し協力体制が整い次第，プラントメーカからは設備の設計根拠や機器の詳細な情報，事故収束手段及び復旧対策の提供，協力会社からは，事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援が受けられるように支援計画を定める。

資機材の輸送に関しては，専用の輸送車両の常備及びヘリコプター運航会社との契約の締結により迅速な物資輸送を可能とするとともに，中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

原子力災害時における原子力事業者間協力協定に基づき，他の原子力事業者からは，支援に係る要員の派遣，資機材の貸与，環境放射線モニタリングの支援を受けられるほか，原子力緊急事態支援組織からは，被ばく低減のために遠隔操作可能なロボット等の資機材の提供，資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

さらに，発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備（電源車及びポンプ車)，予備品及び燃料等の提供を受けることによって，発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料の確保を行い，継続的な重大事故等対策を実施できるように，事象発生後6日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また，原子力事業所災害対策支援拠点から，災害対策支援に必要な資機材として，食料，その他の消耗品のほか，防護服等放射線管理に使用する資機材が継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

5.1.4　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように手順書を整備し，教育及び

訓練を実施するとともに，要員を確保する等の必要な体制を整備する。

(1)　手順書の整備

重大事故等時において，事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように手順書を整備する。さらに，使用主体に応じた手順書として，運転手順書，発電所災害対策本部用手順書及び支援組織用手順書を整備する。

ａ．全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失，安全系の機器若しくは計測器類の多重故障において，限られた時間の中で原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，運転手順書にまとめる。原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるように，パラメータを計測する計器故障時に原子炉施設の状態を把握するための手順，パラメータの把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を定める。具体的には，第 5.1.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

ｂ．炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のために，最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるように，あらかじめ判断基準を明確にした手順を以下のとおり運転手順書に整備する。

炉心損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損防止の対処に迷うことなく移行できるよう，原子炉格納容器への注水を最優先する判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損防止のために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況において，設備への悪影響を懸念することなく，迷わず海水注水を行えるように判断基準を明確にした手順を

整備する。

全交流動力電源喪失時等において，準備に時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため，準備に掛かる時間を考慮の上，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷時において水素爆発を懸念し，水素濃度制御設備の必要な起動時期を見失うことがないよう，水素濃度制御設備を速やかに起動する判断基準を明確にした手順を整備する。

その他，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止に必要な各操作については，重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時において，設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

c．重大事故等対策の実施において，財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち，行動できるように，社長があらかじめ方針を示す。

重大事故等時の運転操作において，発電長が躊躇せず指示できるように，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を運転手順書に整備する。

重大事故等時の発電所災害対策本部活動において，重大事故等対策を実施する際に，発電所災害対策本部長が，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従った判断を実施する。また，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を，発電所災害対策本部用手順書に整備する。

d．重大事故等対策時に使用する手順書として，発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施

するため，運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める。

なお，降下火砕物，竜巻等の自然災害による重大事故等対処設備への影響を低減させるため，降下火砕物の除去及び竜巻時の固縛等の対処を行う手順についても整備する。

運転手順書は，重大事故等対策を的確に実施するために，事故の進展状況に応じて，以下のように構成し定める。

(a)　警報に対処する運転手順書

機器の異常を検知する警報発信時の対応処置に使用

(b)　事象の判別を行う運転手順書

原子炉トリップ及び非常用炉心冷却設備作動直後に実施すべき事象の判別及び対応処置に使用

(c)　故障及び設計基準事象に対処する運転手順書

運転時の異常な過度変化及び設計基準事故の対応措置に使用

(d)　炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

（安全機能ベースと事象ベースで構成）

安全機器の多重故障等が発生し，設計基準事故を超えた場合の対応措置に使用

(e)　炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

炉心損傷時に，炉心の著しい損傷の緩和及び原子炉格納容器破損を防止するために実施する対応措置に使用

実施組織が重大事故等対策を的確に実施するためのその他の対応手順として，大気，海洋への放射性物質の拡散の抑制，中央制御室，モニタリング設備，発電所災害対策本部及び通信連絡設備に関する手順書を定める。

発電所災害対策本部用手順書は，体制，通報及び発電所災害対策本部内の連携等について明確にし，その中に支援組織用手順書を整備し，支援の対応等，重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

運転手順書は，事故の進展状況に応じて，構成を明確にし，手順書相互間を的確に移行できるように，移行基準を明確にする。

事故発生時は，事象の判別を行う手順書により事象判別を行い，事象ベースの手順書である，故障及び設計基準事象に対処する運転手順書に移行する。また，安全系の機器若しくは計測器類の多重故障等により設計基準を超える複合的な事象が発生した場合は，炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書（事象ベース）に移行する。

事象の判別を行う運転手順書により事象判別を行っている場合又は事象ベースの運転手順書にて事故対応操作中は，安全機能パラメータ（未臨界性，炉心の冷却機能，蒸気発生器の除熱機能，原子炉格納容器の健全性，放射能放出防止及び１次冷却系保有水の維持）を常に監視し，あらかじめ定めた適用条件が成立すれば，炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書（安全機能ベース）に移行する。

ただし，原因が明確でかつその原因除去あるいは対策が優先されるべき場合は，安全機能ベースの運転手順書には移行せず，その原因に対する事象ベースの運転手順書を優先する。

多重故障が解消され安全機能が回復すれば，故障及び設計基準事象に対処する運転手順書に戻り処置を行う。

炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は，炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書に移行し対応処置を実施する。

ｅ．重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位，圧力，温度等の計測可能なパラメータを整理し，運転手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを，あらかじめ原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し，耐震性，耐環境性のある計測機器での確認可否により，重要な監視パラメータと有効な監視パラメータに位置付け運転手順書に明記する。重要な監視パラメータと有効な監視パラメータは，通常使用する主要なパラメータとその代替パラメータにより構成し，主要なパラメータが故障等により計測不能な場合は，代替パラメータにて当該パラメータを推定する方法を運転手順書に明記する。

なお，重要な監視パラメータと有効な監視パラメータの中から，記録が必要なパラメータ及び計測に必要な計器電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能なパラメータをあらかじめ選定し，運転手順書に明記する。

また，重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測，影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について，運転員が監視すべきパラメータの選定，状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし，運転手順書に整理する。

また，有効性評価等にて整理した有効な情報について，発電所災害対策本部要員が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし，支援組織用手順書に整理する。

ｆ．前兆事象として把握ができるか，重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して，設備の安全機能の維持並びに事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき，前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体

制及び手順を整備する。

大津波警報が発令された場合，原則として原子炉を停止し，冷却操作を開始する手順を整備する。また，所員の高所への避難及び扉の閉止を行い，津波監視カメラ及び海水ポンプピット水位計による津波の継続監視を行う手順を整備する。

台風進路に想定された場合，屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検の強化を実施し災害発生時に迅速な対応を行う手順を整備する。

竜巻の発生が予測される場合，車両の退避又は固縛，燃料取扱作業及びクレーン作業の中止，原子炉補機冷却海水ポンプエリア及びディーゼル発電機室の扉，その他扉の閉止状態を確認する手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については，気象情報の収集，巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

(2)　教育及び訓練の実施

発電所災害対策本部要員は，重大事故等時において，事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため，教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては，原則として重大事故等時の発電所災害対策本部の体制を通常時の組織の業務と対応するように定め，通常時の実務経験を通じて付与される力量に加え，事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度，内容で計画的に実施することにより発電所災害対策本部要員の力量の維持及び向上を図る。

教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は，以下のとおりとし，この考え方に基づき教育及び訓練の計画を定め，実施する。

・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年１回以上実施し，評価することにより，力量が維持されていることを確認する。

・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員に応じた複数の教育及び訓練項目を受ける必要がある。複数の教育及び訓練項目で，手順が類似する項目については，年１回以上，毎年繰り返すことにより，各手順を習熟し，力量の維持及び向上を図る。
・複数の教育訓練項目での手順の類似性がない項目については，教育及び訓練を年２回以上実施する。その方法は，当該手順の単純さ，複雑さの特徴を踏まえ，力量の維持及び向上に有効な方法で実施する。
・重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について，第 5.1.2 表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な要員数及び想定時間にて対応できるように，教育及び訓練により効率的かつ確実に実施できることの確認を行う。
・教育及び訓練の実施結果により，手順，資機材及び体制について改善要否を評価し，必要により手順，資機材の改善，教育及び訓練計画への反映を行い，力量を含む対応能力の向上を図る。

発電所災害対策本部要員の対象者については，重大事故等時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるように，各要員の役割に応じた教育及び訓練（検証）を実施し，計画的に評価することにより力量を付与し，運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため，以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（Ｐ），実施（Ｄ），評価（Ｃ），改善（Ａ）のプロセスを適切に実施し，ＰＤＣＡサイクルを回すことで，必要に応じて手順書の改善，体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

ａ．重大事故等対策は，幅広い原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ，重大事故等時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

重大事故等が発生した場合にプラント状態を早期に安定な状態に導くための的確な状況把握，確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について，発電所災害対策本部要員の役割に応じた，教育及び訓練を定期的に実施する。

ｂ．発電所災害対策本部要員の各役割に応じて，重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるように，過酷事故の内容，基本的な対処方法等,定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

重大事故等時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択等実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習等を定期的に計画する。

運転員に対しては，知識の向上と手順書の実効性を確認するため，シミュレータ訓練を実施する。シミュレータ訓練は，従来からの設計基準事故等に加え，重大事故等に対し適切に対応できるように計画的に実施する。なお，シミュレータ訓練については，重大事故等が発生した時の対応力を養成するため，手順に従った対応中において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図る。

重大事故等対策要員に対しては，原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した水源確保の対応操作を習得することを目的に，手順の内容理解を図るための机上教育，資機材の取扱方法の習得を図るための模擬訓練又は実働訓練を実施する。

発電所災害対策本部要員である実施組織及び支援組織に対しては，重大事故等時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択，確実な指揮命令の伝達等の一連の発電所災害対策本部機能，支援組織の位置付け，実施組織との連携及び手順書の構成に関する机上教育を実施する。

c．重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために，原子炉施設及び予備品等について熟知し，普段から保守点検活動を社員自らが行って部品交換等の実務経験を積むことが必要なため，以下の活動を行う。

運転員は，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき，設備の巡視点検，定期点検及び運転に必要な操作を社員自らが行う。

発電所災害対策本部要員のうち保修対応要員は，敦賀総合研修センター等にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに，設備の点検においては，保守実施方法をまとめた手順書に基づき，現場に立ち，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，作業手順書の内容確認及び作業工程検討などの保守点検活動を社員自らが行う。

重大事故等の対策については，発電所災害対策本部要員が可搬型重大事故等対処設備の設置，配管接続，ケーブルの布設接続，放出される放射性物質の濃度，放射線量の測定及びアクセスルートの確保，その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練を社員自らが行う。

d．事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，重大事故等時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練，夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

ｅ．事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるように，普段から保守点検活動等を通じて準備し，それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

それらの情報及びマニュアルを用いて,事故時対応訓練を行うことで,設備資機材の保管場所，保管状態を把握し，取扱いの習熟を図るとともに，情報及びマニュアルの管理を実施する。

(3)　体制の整備

重大事故等時において重大事故等に対応するための体制として，以下の基本方針に基づき整備する。

ａ．重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者などを定め，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に，事故原因の除去，原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため，所長（原子力防災管理者）は，事象に応じて緊急時体制（警戒体制，原子力防災体制）を発令し，要員の非常招集，通報連絡を行い，発電所に自らを本部長とする発電所災害対策本部を設置して対処する。

所長（原子力防災管理者）は，発電所災害対策本部の本部長として，原子力防災組織の統括管理を行い，責任を持って原子力防災の活動方針の決定をする。

発電所災害対策本部長の下に発電所災害対策本部長代理を設置し，本部長代理は本部長を補佐し，本部長が不在の場合は，本部長代理がその職務を代行する。

発電所災害対策本部に，重大事故等対策を実施する実施組織，実施組

織に対して技術的助言を行う技術支援組織，実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成する。

通常時の発電所体制下での運転，日常保守点検活動の実務経験が発電所災害対策本部での事故対応，復旧活動に活かせ，組織が効果的に重大事故等対策を実施できるように，専門性及び経験を考慮した上で作業班の構成を行う。また，各班の役割分担，責任者を定め，指揮命令系統を明確にし，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において，その職務に支障をきたすことがないよう，独立性が確保できる組織に配置（本店総合災害対策本部付）する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合，重大事故等対策における原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故時等において，原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い，発電所災害対策本部の本部長は，その指示を踏まえ方針を決定する。

時間外，休日（夜間）に重大事故等が発生した場合，初動本部要員は，発電用原子炉主任技術者が原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるように，通信連絡手段により必要の都度，情報連絡（プラントの状況，対策の状況）を行い，発電用原子炉主任技術者は，その情報連絡を受け，原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は，連絡により発電所に非常招集する。重大事故等の発生連絡を受けた後，発電所に駆けつけられるよう，非常招集

圏内（敦賀市等圏内）に発電用原子炉主任技術者を１名配置する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって，保安上必要な事項について確認を行う。

ｂ．実施組織を，運転班，保修班及び庶務班により構成し，必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

運転班は，運転員の任務，災害拡大防止に必要な運転上の措置，原子炉施設の保安維持等を行う。

保修班は，事故原因の究明、応急対策の立案、実施等を行う。

庶務班は，アクセスルートの確保及び消火活動を行う。

ｃ．重大事故が発生した場合において以下のとおり対応できる組織とする。

発電所災害対策本部要員を発電所内又は発電所近傍に常時確保して，確保した重大事故等対策要員により，重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故対策に対応できる体制とし，指揮者の指示のもと，情報収集や事故対策の検討を行い，重大事故等対策を実施する。また，情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう通報連絡者を配置し，原子力災害特別措置法に定められた通報連絡先へ連絡するとともに，通報連絡後の情報は通報連絡者が管理を一括して実施する体制を構築することで円滑に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は，被災時に，保安監督を誠実に行う。

また，重大事故等対策の実施に当たり，発電用原子炉主任技術者は，発電所災害対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し，保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示する。

ｄ．発電所災害対策本部には，支援組織として技術支援組織と運営支援組

織を設ける。

技術支援組織は，運転班，技術班，保修班及び放射線管理班で構成する。

運転班は，発電部門の技術的助言を行う。

技術班は，重大事故等時に炉心損傷へ至った場合において，プラント状態の把握及び事故進展の予測，パラメータの監視，パラメータがあらかじめ定められた基準値を超えた場合に操作を実施した場合の実効性及び悪影響の評価並びに操作の優先順位を踏まえた操作の選定を行い実施組織へ実施すべき操作の指示等を行う。

保修班は，保修部門（制御，電気，機械）の技術的助言を行う。

放射線管理班は，発電所内外の放射線・放射能の測定，放射線影響範囲の推定，放射線管理上の立入制限区域設定・標識の明示，要員の被ばく管理，放射性物質の汚染除去等の対応を行う。

運営支援組織は，情報班，広報班，庶務班及び保健安全班で構成し，必要な役割の分担を行い実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える。

情報班は，災害に関する情報の収集，関係官庁及び関係地方自治体等との連絡調整を行う。

広報班は，広報に関する関連機関との連絡調整，報道機関の対応等を行う。

庶務班は，緊急時対策所の運用管理，防災体制出動要員及び所外者への指示，要員，資機材等の調達，輸送，所内警備，消火活動，避難者誘導等を行う。

保健安全班は，医療（救護）に関する措置等を行う。

e．所長（原子力防災管理者）は，警戒事象（原子力災害対策特別措置法第10条の可能性がある事故，故障等又は自然災害発生）により警戒体制を発令し，要員の非常招集連絡を行い，所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所災害対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

時間外，休日（夜間）においては，重大事故等が発生した場合，速やかに対策の対応を行うため，発電所内又は発電所近傍に発電所災害対策本部初動要員を常時確保し，体制を強化する。

非常招集の要員への連絡については，一斉同報システムを活用するとともに，バックアップとして社員寮，その他必要な箇所に衛星携帯電話設備を配備することで要員との連絡及び要員の非常招集を行う。なお，地震により緊急呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常招集連絡ができない場合でも地震（発電所周辺地域において，震度6弱以上の地震）の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために必要な要員は，原子力防災組織の統括管理及び全体の指揮を行う全体指揮者，及び全体指揮者の補佐とプラントの統括管理を行うプラント統括管理者並びに通報連絡を行う通報連絡者の初動本部要員4名，運転操作指揮を行う発電長，運転操作指揮補佐を行う副発電長，並びに運転操作対応を行う運転員の7名，初動の運転対応，保修対応，アクセスルート確保，放射線管理及び消火活動を行う重大事故等対策要員46名の合計57名を確保する。

重大事故等が発生した場合，発電所災害対策本部要員は，緊急時対策所に参集し，各要員の任務に応じた対応を行う。

重大事故等の対応については，高線量下の対応においても，当社社員

及び協力会社社員を含め要員を確保する。

当社社員と協力会社社員の現場での対応については,請負契約のもと,それぞれがあらかじめ定められた業務内容をそれぞれの責任者の下で行うこととする。必要に応じて作業の進捗について，当社と協力会社の責任者間で相互連絡を取り合うようにする。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し，所定の重大事故等対策要員に欠員が生じた場合は，休日，時間外（夜間）を含め重大事故等対策要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた重大事故等対策要員の体制に係る管理を行う。

重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は，原子炉停止等の措置を実施し，確保できる要員で，安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，時間外，休日（夜間）を含めて必要な要員を非常招集できるように，定期的に通報連絡訓練を実施する。

ｆ．重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は，上記ｂ.項及びｄ.項のとおり明確にするとともに，各班に責任者を配置する。

ｇ．発電所災害対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに，発電所災害対策本部長（原子力防災管理者）が欠けた場合に備え，代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にする。

発電所災害対策本部長（原子力防災管理者）は，全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理し，重大事故等対策を実施する。

発電所災害対策本部長が欠けた場合は発電所災害対策本部長代理（副原子力防災管理者）を代行とする代行順位をあらかじめ定める。

実施組織及び支援組織の各班には責任者を配置する。

ｈ．実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において，実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために，関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施することが必要なことから，以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が，必要なプラントのパラメータを確認するためのＳＰＤＳデータ表示装置，発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システムを含む。），衛星携帯電話設備，無線連絡設備及び携帯型通話設備を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が，中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を図るため，携帯型通話設備，無線連絡設備（無線通話装置（携帯型））及び衛星携帯電話設備を整備する。また，照明の電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるように，ヘッドライト及び懐中電灯等を整備する。

ｉ．支援組織は，原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について，本店総合災害対策本部等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように，衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を配備し，広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は，発電所災害対策本部の情報班にて一元的に集約管理し，発電所内で共有するとともに，本店総合災害対策本部と発電所災害対策本部間において，衛星携帯電話設備，統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備

及び緊急時データ伝送システムを使用することにより，発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また，本店総合災害対策本部との連絡を密にすることで報道発表，外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本店原子力防災組織で構成する本店総合災害対策本部で実施し，発電所災害対策本部が事故対応に専念でき，かつ発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

j．重大事故等時に，発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所において，警戒事象，原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項に該当する特定事象が発生した場合，原子力防災管理者は，それぞれの区分により直ちに原子力防災体制を発令するとともに発電管理室長へ報告する。

発電管理室長は，発電所災害対策本部の本部長から発電所における原子力防災体制発令の報告を受けた場合，直ちに社長に報告し，社長は本店における原子力防災体制を発令する。発電管理室長は，本店原子力防災組織で構成する本店総合災害対策本部を設置するため，本店総合災害対策要員を非常招集する。

社長は，本店における原子力防災体制を発令した場合，速やかに本店総合災害対策本部を設置し，全社大での体制にて原子力災害対策活動を実施するため本店総合災害対策本部長としてその職務を行う。なお，社長が不在の場合は副社長又は常務取締役がその職務を代行する。本店総合災害対策本部長は，本店総合災害対策本部の設置，運営，統括及び災害対策活動に関する総括管理を行い，副本部長は本部長を補佐する。本店総合災害対策本部各班長は本部長が行う災害対策活動を補佐する。

本店総合災害対策本部は，発電所災害対策本部が事故対応に専念でき

るように,情報の収集及び社外関係機関との連絡･調整等を行う情報班，発電所の災害対策本部が行う応急活動の検討等を行う技術班，通信施設の確保及び追加要員の招集等を行う庶務班，報道機関等との対応等を行う広報班，放射線管理に係る事項の検討等を行う放射線管理班並びに緊急医療に係る事項の検討等を行う保健安全班から構成され，原子力施設事態即応センター及び事業者総合対策本部に参集し活動を行う。

本店総合災害対策本部長は発電所における災害対策の実施を支援するために，原子力災害対策特別措置法第 10 条通報後，原子力事業所災害対策支援拠点の設営に必要な準備の開始を本店総合災害対策本部庶務班長に指示する。

本店総合災害対策本部長は，その後の事態進展を踏まえ，原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合，あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し，必要な要員を派遣するとともに，災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店総合災害対策本部は，他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織からの技術的な支援が受けられる体制を整備する。

k．重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合に備えて，本店総合災害対策本部が中心となって社内外の関係各所と連係し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて，機能喪失した設備の保守を実施するための放射線量低減及び放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水の処理等の事態収拾活動を円滑に実施するため，平時から必要な対応を検討できる協力体制を継続して構築する。

5.2　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

5.2.1　可搬型設備等による対応

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合における体制の整備に関し，以下の項目に関する手順書を適切に整備し，また，当該手順書に従って活動を行うための体制及び資機材を整備する。

(1)　大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。

(2)　大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

(3)　大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。

(4)　大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

(5)　大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するための対策に関すること。

5.2.1.1　大規模損壊発生時の手順書の整備

大規模損壊発生時の手順書を整備するに当たっては，大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象として，大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定する。

大規模な自然災害については，多数ある自然災害の中から原子炉施設に大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を抽出した上で，当該の自然災害により原子炉施設に重大事故又は大規模損壊等が発生する可能性を考慮し

対応手順書を整備する。これに加え，ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスについて，当該事故により発生する可能性のある重大事故，大規模損壊への対応を含む手順書として，また，発生確率や地理的な理由により発生する可能性が極めて低いため抽出していない外部事象に対しても緩和措置が行えるように整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては，大規模損壊を発生させる可能性の高い事象であることから，大規模損壊及び大規模な火災が発生することを前提とした対応手順書を整備する。

以下において，大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象について整理する。検討プロセスの概要を第 5.2.1 図に，大規模損壊を発生させる可能性のある大規模な自然災害の影響を整理した結果を第 5.2.1 表及び第 5.2.2 表にそれぞれ示す。

(1)　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害への対応における考慮

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を選定するため，国内外の基準等で示されている外部事象を網羅的に収集し，自然災害 55 事象の中で，原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害として，地震，津波，風（台風），竜巻，凍結，積雪，落雷，火山の影響，生物学的事象，森林火災及び隕石の 11 事象を選定する。

選定した自然災害 11 事象に対して，万一の事態に備えるため，基準地震動，基準津波等の設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定し，当該事象が原子炉施設の安全性に与える影響及び重畳することが考えられる自然災害の組合せについても考慮する。また，事前予測が可能な自然災害については，影響を低減させるための必要な安全措置を講じることを考慮する。

a．自然災害の規模の想定

原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害 11 事象に対して，万一の事態に備えるため，基準地震動，基準津波等の設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定する。

(a) 地　　震

基準地震動を超えるような大規模な地震が発生する可能性は低いが，基準地震動を一定程度超える規模を想定する。

なお，地震の事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから予兆なく発生する想定とする。

(b) 津　　波

基準津波を超えるような大規模な津波が発生する可能性は低いが，基準津波を一定程度超える規模を想定する。

なお，津波の事前の予測については，施設近傍で津波が発生する可能性は低いが，襲来までの時間的余裕の少ない津波が発生することを想定する。

(c) 風（台風）

敷地付近で観測された最大瞬間風速（41.9m／s）の風速を超えるような風（台風）が発生する可能性は低いが，最大瞬間風速（41.9m／s）を超える風速を想定する。なお，風（台風）は事前の予測が可能であることから，飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。

(d) 竜　　巻

過去における国内最大級の竜巻（F3 クラス：5 秒間の平均風速 70m／s～92m／s)に保守性を持たせた風速 100m／s を超えるような規模の竜巻が発生する可能性は低いが，風速 100m／s を超える規模を想定する。

なお，竜巻は事前の予測が可能であることから，飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。

(e) 凍　　結

敷地付近で観測された最低気温（－10.9℃）を下回るような気温が発生する可能性は低いが，最低気温（－10.9℃）を下回る気温を想定する。

なお，凍結は事前の予測が可能であることから，凍結防止等の必要な安全措置を講じることができる。

(f) 積　　雪

敷地付近の観測所で観測された積雪深さの月最大値 196cm を超えるような積雪が発生する可能性は低いが，積雪量 196cm を超える規模を想定する。

なお，積雪は事前の予測が可能であることから，除雪等の必要な安全措置を講じることができる。

(g) 落　　雷

設計想定以上の雷サージが発生する可能性は低いが，設計想定以上の雷サージの規模を想定する。

なお，雷の発生までの時間的余裕はない想定とする。

(h) 火山の影響

設計想定である堆積厚さ 10cm を超えるような降下火砕物が発生する可能性は低いが，10cm を超える規模を想定する。

なお，火山の影響は，事前の予測が可能であることから，除去等の必要な安全措置を講じることができる。

(i) 生物学的事象

海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の襲来が発生する可

能性は低いが，海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の襲来を想定する。

なお，生物学的事象の発生までの時間的余裕はない想定とする。

(j) 森林火災

防火帯を越えるような森林火災が発生する可能性は低いが，防火帯を越えるような森林火災の規模を想定する。

なお,森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分にあることから，あらかじめ放水する等の必要な安全措置を講じることができる。

(k) 隕　　石

敷地内に隕石が落下する可能性は低いが，原子炉施設の広範なエリアが損壊する規模を想定する。

なお，隕石の落下までの時間的余裕はない想定とする。

(l) 地震と津波の重畳

大規模地震による影響に対する対策である重大事故等対策（水源確保等）が，大規模津波による影響によって遅れる可能性がある。

地震による斜面崩壊，地盤の陥没，津波による漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

両事象の重畳が発生した場合においても，可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に分散配置している可搬型重大事故等対処設備による事故緩和措置に期待できる。

(m) 積雪と火山の影響との重畳

積雪と火山の影響が重畳した場合においても，事前の予測が可能であることから，要員を確保し除雪及び降下火砕物の除去等の対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

積雪と火山の影響との重畳は，火山の影響での評価に包絡される。

b．大規模損壊を発生させる可能性のある起因事象の特定

自然災害による大規模損壊発生の起因事象（プラント状態）を特定するため，自然災害 11 事象に対して生じうるプラント状態を特定する。プラント状態を特定するに当たっては，大規模損壊の事態収束に必要と考えられる以下の機能の状態に着目して作成したイベントツリーにより，事象の進展を考慮する。

(a) 異常発生防止系

ⅰ） 原子炉建屋

ⅱ） 原子炉制御設備

ⅲ） 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能

(b) 異常影響緩和系

ⅰ） 原子炉格納容器

ⅱ） 安全保護系

ⅲ） ２次冷却系からの除熱機能（補助給水，主蒸気逃がし弁等）

ⅳ） 炉心冷却機能（ＥＣＣＳ等）

(c) 関連系（安全上特に重要なもの）

ⅰ） 原子炉補機冷却機能

ⅱ） 所内非常用電源

c．イベントツリーによる整理

イベントツリーによる整理結果を第 5.2.2 図に示す。ここで，最終的なプラント状態については，代表性を持たせ同様なプラント状態となるケースについては示していない。また，隕石については，大型航空機の衝突同様プラントに大きな影響を与える事象であることは明らかなことから，イベントツリー図で示していない。

(a) 地　　震

大規模地震の想定では，外部電源が喪失するとともに非常用所内電源，原子炉補機冷却海水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが機能喪失することにより，全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失に至る可能性があり，その状態において，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）等の事故が発生した場合には，設計基準事故対処設備が機能喪失していることから重大事故に至る可能性がある。さらに，原子炉格納容器等の機能の喪失又は安全保護系・原子炉制御設備の機能喪失により大規模損壊へ至る可能性がある。

また，レベル１ＰＲＡの知見から，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして原子炉建屋損傷，原子炉格納容器損傷，蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損），原子炉補助建屋損傷，複数の信号系損傷，大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ，過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物の損傷）等が考えられ，これらの発生により，大規模損壊へ至る可能性がある。

さらに，レベル１．５ＰＲＡの知見から，炉心損傷後に格納容器バイパスに至るものとして，温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）が考えられ，原子炉格納容器破損等により閉じ込め機能が喪失した場合は，大量の放射性物質の放出に至る可能性がある。

(b) 津　　波

大規模津波の想定では，地震と同様に，全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失に至る可能性があり，その状態において，ＲＣＰシールＬＯＣＡ等の事故が発生した場合には，設計基準事故対処設備が機能喪失していることから重大事故に至る可能性がある。また，タービン動補助給水ポンプの機能喪失による２次冷却系からの除熱機能

喪失及び安全保護系・原子炉制御設備の機能喪失により，重大事故から大規模損壊へ至る可能性がある。

さらに，レベル１ＰＲＡの知見から，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして，複数の信号系損傷及び補機冷却水の喪失＋補助給水失敗が発生し，大規模損壊へ至る可能性がある。

(c) 竜　　巻

大規模な竜巻の想定では，外部電源が喪失するとともに，竜巻によってもたらされる飛来物等による原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失及びそれに伴うディーゼル発電機の機能喪失によって，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。その状況において，可能性は極めて低いものの復水タンクが機能喪失した場合には，重大事故に至る可能性がある。

また，加えて屋外の空冷式非常用発電機が機能喪失した場合には，重大事故から大規模損壊へ至る可能性もある。

(d) 凍　　結

凍結によって，送電系統の異常等による外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，凍結に対しては事前の予測が可能であることから，凍結防止等の必要な対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(e) 積雪，火山の影響

これらの事象によって，送電系統の異常等による外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，これらの自然災害２事象については，事前の予測が可能であることから，要員を確保して除雪及び降下火砕物の除去等の必要な安全措置を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(f)　落　　雷

大規模な落雷によって，外部電源喪失，原子炉補機冷却機能の喪失が発生する可能性がある。また，雷サージによる誤信号が発生する可能性がある。

(g)　生物学的事象

大量の海生生物の来襲により，原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能の喪失の可能性がある。

(h)　森林火災

送電系統へ影響を与える可能性があることから，外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，万一森林火災が拡大したとしても，プラントに影響を与えるような範囲まで火災が及ぶには相応の時間があると考えられることから，要員を確保して予防散水等を行うことによりプラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

これらの結果から，最終的なプラントの状態は以下に類型化された。類型化したプラント状態を第 5.2.3 表に示す。

- 大規模損壊（重大事故を上回る状態）
- 重大事故等
- 設計基準事故等

第 5.2.3 表に示すとおり，原子炉施設において大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害又は安全性に大きな影響を与える可能性のある自然災害は，地震，津波及び竜巻の 3 事象を代表として整理する。また，当該の 3 事象以外の自然災害については，施設の安全性に影響を与える可能性はあるものの大規模損壊に至ることはない，又は与える影響がこれら 3 事象に包含でき被害の態様から同様の手順で対応できる。

(2)　故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における考

慮

テロリズムには様々な状況が想定されるが，その中でも施設広範囲にわたる損壊，不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定し，その上で流用性を持たせた柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

なお，飛来物（航空機衝突），爆発等の人為的事象による原子炉施設への影響については，故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響に包含でき同様の手順で対応できる。

以上により，大規模損壊時に対応する手順の整備に当たっては，(1)項及び(2)項において整理した大規模損壊の発生によって，多量の放射性物質が環境中に放出されるような万一の事態に至る場合にも対応できるように，原子炉施設において使える可能性のある設備，資機材及び要員を最大限に活用した柔軟で多様性のある手段を構築するように考慮する。

(3)　大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊発生時の対応手順書については，以下のｃ．項の(a)項に示す5つの項目に関する緩和等の措置を講じるため，可搬型重大事故等対処設備による対応を中心とした多様性及び柔軟性を有するものとして，また，ｃ．項に示すとおり重大事故等対策において整備する手順等に対して更なる多様性を持たせたものとして整備する。

当該の手順書による対応操作は，大規模損壊によって原子炉施設が受ける被害範囲は不確定性が大きく，重大事故等対策のようにあらかじめシナリオ設定した対応操作は困難であると考えられることから，施設の損壊状況等の把握を迅速に試みるとともに断片的に得られる情報，確保できる要員及び使用可能な設備により，原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質

の放出低減等のために効果的な対応操作を速やかにかつ臨機応変に選択及び実行する必要がある。

このため，原子炉施設の被害状況を把握するための手段及び各対応操作の実行判断を行うための手段を手順として定め整備する。

また，当該の手順書については，大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突が原子炉施設に及ぼす影響等，様々な状況を想定した場合における以下の事象進展の抑制及び緩和対策の実効性を確認し整備する。

・電源の確保

・炉心損傷の緩和

・原子炉格納容器の破損緩和

・使用済燃料ピット水位維持及び燃料体の損傷緩和

・放射性物質の放出低減

・水源の確保

・大規模火災への対応

・その他（原子炉停止操作，アクセスルート確保，燃料給油）

上記の各項目に対応する操作の一覧を第 5.2.4 表に示す。

ａ．大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と判断フロー

大規模損壊発生時は，原子炉施設の状況把握が困難な場合，状況把握がある程度可能な場合を想定し，状況に応じた対応が可能となるよう判断フローを整備する。また，大規模損壊発生時に使用するこれらの手順書を有効かつ効果的に活用するため，対応手順書において，適用開始条件を明確化するとともに，緩和操作を選択するための判断フローを明示することにより必要な個別対応手段への移行基準を明確化する。

(a)　大規模損壊発生の判断及び対応要否の判断基準

大規模な自然災害（地震，津波等）又は故意による大型航空機の衝

突その他のテロリズムの発生について，緊急地震速報，大津波警報，外部からの情報連絡等又は衝撃音，衝突音等により検知した場合，中央制御室の状況，プラント状態の大まかな確認及び把握（火災の発生有無，建屋の損壊状況等）を行うとともに，大規模損壊発生（又は発生が疑われる場合）の判断を発電長又は原子力防災管理者（副防災管理者含む。以下同様）が行う。また，以下の適用開始条件に該当すると発電長又は原子力防災管理者が判断すれば，大規模損壊時に対応する手順に基づき事故の進展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

ⅰ） 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突等により原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合

㈠ プラント監視機能又は制御機能の喪失によりプラント状態把握に支障が発生（中央制御室の喪失を含む）

㈡ 使用済燃料ピットが損壊し，漏えいが発生

㈢ 炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模な損壊（建屋の損壊に伴う広範囲な機能の喪失等）がプラントに発生

㈣ 大型航空機の衝突による大規模な火災が発生

ⅱ） 発電長が重大事故等時に期待する安全機能が喪失し，事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合

ⅲ） 原子力防災管理者が大規模損壊時に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合

(b) 緩和操作を選択するための判断フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応を判断後，原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いて施設の損壊状況及びプラントの

状態等を把握し,各対応操作の実行判断を行うための手段に基づいて,事象進展に応じた対応操作を選定する。緩和操作を選択するための判断フローは，中央制御室の監視及び制御機能の喪失により原子炉停止状況などのプラントの状況把握が困難な場合には，外からの目視による確認又は可搬型計測器による優先順位に従った内部の状況確認を順次行い，必要の都度緩和措置を行う。また，中央制御室又は緊急時対策所での監視機能の一部が健全であり，速やかな安全機能等の状況把握が可能な場合には，外からの目視に加えて，内部の状況から全体を速やかに把握し，優先順位を付けて喪失した機能を回復又は代替させる等により緩和措置を行う。さらに，適切な個別操作を速やかに選択できるように，当該フローに個別操作への移行基準を明確化する。

なお，個別操作実行のために必要な重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備の使用可否については，大規模損壊時に対応する手順に基づく当該設備の状況確認を実施することにより判断する。

b．優先順位に係る基本的な考え方

大規模損壊発生時には，環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え，炉心損傷の潜在的可能性を最小限にすること，炉心損傷を少しでも遅らせることに寄与できる初期活動を行うとともに，事故対応への影響を把握するため，火災の状況を確認する。また，対応要員及び残存する資源等を基に有効かつ効果的な対応を選定し，事故を収束させる対応を行う。

また，大規模損壊発生時においては，設計基準事故対処設備の安全機能の喪失，大規模な火災の発生及び発電所災害対策本部要員の一部が被災した場合も対応できるようにする。

このような状況においても可搬型重大事故等対処設備等を活用するこ

とによって,「大規模な火災が発生した場合における消火活動」,「炉心の著しい損傷緩和」,「原子炉格納容器の破損緩和」,「使用済燃料ピット水位確保及び燃料体の著しい損傷緩和」及び「放射性物質の放出低減」の原子力災害への対応について，人命救助を行うとともに要員の安全を確保しつつ並行して行う。

さらに,環境への放射性物質の放出低減対策を最優先とする観点から,事故対応を行うためのアクセスルート及び操作場所に影響する火災及び延焼することにより被害の拡大につながる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

上記の火災への対応を含む優先順位に係る基本的な考え方に基づく，大規模損壊発生時の初動対応及び大規模火災への対応について，優先順位に従った具体的な対応を以下に示す。

(a) 大規模損壊が発生又は発生するおそれがある場合，発電長又は原子力防災管理者は事象に応じた以下の対応及び確認を行う。

ⅰ） 事前予測ができない自然災害（地震）又は大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合

中央制御室が機能している場合は，発電長が，地震発生時は緊急地震速報及び地震に伴う警報等により，大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生時は衝撃音，衝突音及び外部からの通報等により事象を検知し，被災状況，運転状況の確認を行い原子力防災管理者へ状況報告を行う。

また，中央制御室が機能していない場合又は発電長から原子力防災管理者へ連絡がない場合は，原子力防災管理者が，地震は緊急地震速報等により，大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生時は衝撃音，衝突音及び外部からの通報等により事象を検知し，中央制

御室へ状況の確認，連絡を行うとともに，緊急時対策所へ要員の非常招集及び外部への通報連絡を行う。

ⅱ） 事前予測ができる自然災害（津波）が発生した場合

大津波警報が発令された場合，発電長は原則として原子炉を手動停止し，所内関係者へ避難指示を出すとともに原子力防災管理者へ状況連絡を行う。連絡を受けた原子力防災管理者は，要員を一旦高所へ避難させた後，第２，第３波の津波の情報を継続的に収集しながら,緊急時対策所へ要員の非常招集及び外部への通報連絡を行う。

(b) 原子力防災管理者は非常招集した各要員から原子炉施設の被災状況に関する情報を収集し，大まかな状況の確認及び把握（火災の発生有無，建屋の損壊状況等）を行う。発電長又は原子力防災管理者が原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いた状況把握が必要と判断すれば，大規模損壊時に対応する手順に基づく対応を開始する。

(c) 発電所災害対策本部は以下の項目の確認及び対応を最優先に実施する。

ⅰ） 初期状態の確認

ｲ) 中央制御室及び緊急時対策所の機能確認

ﾛ) 原子炉停止確認（停止していない場合は原子炉手動停止を速やかに試みる。）

ﾊ) タービン動補助給水ポンプ起動確認（起動していない場合は起動操作を速やかに試みる。）

ⅱ） モニタ指示値の確認（モニタ指示値により，事故及び炉心の状況を推測する。）

ⅲ） 火災の確認（火災が発生している場合は，事故対応への支障の有無を確認する。）

(d)　発電所災害対策本部は上記の確認及び対応を実施した後，詳細な状況を把握するため以下の項目を確認する。

ⅰ）　対応可能な要員の確認

ⅱ）　通信関係の確認

ⅲ）　建屋へのアクセス性の確認

ⅳ）　施設損壊状態の確認

ⅴ）　電源系統の確認

ⅵ）　機器状態の確認

(e)　発電所災害対策本部は(c)項の確認と並行して以下の対応を実施する。

また，対応の優先順位については，把握した対応可能要員数，使用可能設備及び施設の状態に応じて選定する。

ⅰ）　原子炉施設の状況把握が困難な場合

プラント監視機能が喪失し，原子炉施設の状況把握が困難な場合においては，外観より施設の状況を把握するとともに，対応可能な要員の状況を可能な範囲で把握し，原子炉格納容器又は使用済燃料ピットから環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え，大規模火災の発生に対しても迅速な対応ができるように可搬型代替注水大型ポンプの準備を開始する。また，監視機能を復旧させるため，代替所内電気設備による給電により，監視機能の復旧措置を試みるとともに，可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的に状態把握に努める。

外観より原子炉格納容器又は燃料取扱棟の破損が確認され周辺の線量率が上昇している場合は，あらかじめ準備を開始している可搬型代替注水大型ポンプと放水砲を用いた放射性物質の放出低減処置

を行う。

外観より原子炉格納容器が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は原子炉格納容器破損の緩和処置を優先して実施する。

炉心が損傷していないこと，１次冷却系から大規模な漏えいが発生していないこと及び原子炉格納容器の減圧が必要ないことを確認できた場合には，炉心損傷緩和の処置を実施する。

使用済燃料ピットへの対応については，外観より燃料取扱棟が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は，建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置等の措置を行うとともに，常設設備又は可搬型設備による補給を行う。また，水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部又は外部からのスプレイを行う。

原子炉施設の状況把握が困難な場合のフローを第 5.2.3 図に示す。

ⅱ） 原子炉施設の状況把握がある程度可能な場合

プラント監視機能が健全である場合には，運転員（当直員）等により原子炉施設の状況を速やかに把握し，判断フローに基づいて「止める」，「冷やす」，「閉じ込める」機能の確保を基本とし，状況把握が困難な場合と同様に，環境への放射性物質の放出低減を目的に，優先的に実施すべき対応操作とその実効性を総合的に判断し，必要な緩和処置を実施する。

なお，部分的にパラメータ等を確認できない場合は，可搬型計測器等により確認を試みる。

(f) (c)項から(e)項の各対策の実施に当たっては，重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に，被害状況を確認し，早急

に復旧可能なルートを選定し，重機を用いて斜面崩壊による土砂，建屋の損壊によるがれき等の撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。また，事故対応を行うためのアクセスルート及び操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大につながる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

c．大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生した場合に対応する手順については，(a)項の5つの活動を行うための手順書として重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて，事象進展の抑制及び緩和に資するための多様性を持たせた手順等を適切に整備する。

また，(b)項から(n)項の手順等を基本に，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

第5.2.5表から第5.2.17表に重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順を示す。

(a)　5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

ⅰ）　大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として，故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し，放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必要な設備を配備する。

また，地震及び津波のような大規模な自然災害によって施設内の油タンク火災等の大規模な火災が発生した場合においても，同様な

対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順書については,以下の(1)項の手順等を含むものとして整備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は，放水砲を用いた泡消火について速やかに準備するとともに，火災の状況に応じて，小型放水砲等による泡消火を準備する。また，早期に準備が可能な化学消防車等による延焼防止のための消火を実施する。

地震により建屋内部に火災が発生した場合において，当該の火災により建屋内の設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の一部の機能が喪失するような場合でも，屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備は火災の影響を受けないことが考えられることから，これらの設備を中心とした事故対応を行うことが可能である。なお，当該対応において，可搬型重大事故等対処設備と常設配管への接続場所又は系統構成のために操作が必要な弁等の設置場所において火災が発生している場合は，建屋内に設置している消火器等による消火活動を速やかに実施し，接続箇所までのアクセスルート等を確保する。

当該の消火活動を行うに当たっては，以下のとおり，発電所災害対策本部と初期消火活動要員との連絡を密に行い，火災の影響により対応が困難な場合は別の手段を試みる等，要員の安全確保に配慮して実施する。

イ)　現場において事故対応操作等を行う場合には，並行して消火活動が必要になる可能性も想定し複数名で活動する。

ロ)　再燃又は延焼の可能性を考慮し，火災への監視を強化する。

ハ)　消火活動を含む屋内での活動の際には，火災対応用の装備品

（例：セルフエアセット等）を確実に装着する。当該の装備品を装着しての消火活動については，あらかじめ活動できる時間（仕様）を確認した上で行う。

ﾆ） 消火活動を行うに当たっては，無線通話装置（携帯型）及び衛星携帯電話設備等を活用し，発電所災害対策本部と初期消火活動要員の連絡を密にする。無線通話装置（携帯型）での連絡が困難な建屋内において火災が発生している場合には，複数ある別の対応手段を選択して事故対応を試みるとともに，火災に対しては連絡要員を配置する等により外部との通信ルート及び要員の安全を確保した上で，対応可能な範囲の消火活動を行う。

ⅱ） 炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については，以下の(b)項から(f)項，(m)項及び(n)項の手順等を含むものとして整備する。

炉心の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

ｲ） 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は，蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し，蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

ﾛ） 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において１次冷却材喪失が発生している場合は，多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。また，１次冷却材喪失が発生していない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

ﾊ） 最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は，蒸気

発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

ﾆ) 原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合は，格納容器内自然対流冷却には可搬型代替注水大型ポンプを使用するため準備に時間がかかることから，多様な格納容器スプレイ手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

ⅲ) 原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順書については，以下の(c)項から(j)項，(m)項及び(n)項の手順等を含むものとして整備する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

ｲ) 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は，蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し，蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。また，１次冷却系を減圧する手段により，高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する。

ﾛ) 炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合は，原子炉格納容器の破損を緩和するため，多様な格納容器スプレイ手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器へ注水し溶融炉心を冷却する。

ﾊ) 最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は，蒸気

発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

ﾆ) 原子炉格納容器内の冷却又は破損を緩和するため，格納容器内自然対流冷却，多様な格納容器スプレイ手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

ﾎ) 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止するため，多様な格納容器スプレイ手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により，溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する。また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し，常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。

ﾍ) 原子炉格納容器内に水素が放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を実施し，水素が原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を実施する。

ⅳ） 使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については，以下の(k)

項及び(m)項の手順等を含むものとして整備する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は，外観より燃料取扱棟が健全であること，周辺の線量率が正常であることが確認できた場合，建屋内部にて可能な限り代替の水位計設置等の措置を行うとともに，早期に準備が可能な常設設備による補給を優先して実施し,常設設備による補給ができない場合は,可搬型設備による補給，内部からのスプレイ等を実施する。

また，使用済燃料ピットの水位が維持できない大量の漏えいが発生した場合は，外部からのスプレイや放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

ｖ） 放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料ピット内燃料体の著しい損傷に至った場合において放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順書については，以下の(k)項及び(l)項の手順等を含むものとして整備する。

放射性物質の放出を低減するための対策が必要な場合における対応手順の優先順位は，原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失した場合，格納容器スプレイが実施可能であれば，早期に準備が可能な常設設備によるスプレイを優先して実施し，常設設備によるスプレイができない場合は可搬型設備によるスプレイを実施する。格納容器スプレイが使用不能な場合又は放水砲による放水が必要と判断した場合は，放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

使用済燃料ピット内燃料体の著しい損傷に至った場合は，建屋内部からのスプレイにより放射性物質の放出低減を実施し，燃料取扱

棟の損壊又は現場線量率の上昇により使用済燃料ピットに近づけない場合は，放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

(b) 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能は，２次冷却系の除熱機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷を緩和するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.2 の手順に加えて，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，全ての蒸気発生器の除熱が期待できない場合に，フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失を想定し，燃料取替用水タンク水をＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

ｲ） 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉

への注水機能が喪失した場合，空冷式非常用発電機により受電したＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により充てんラインを使用して燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する操作

ﾛ） 制御用空気喪失時において，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を制御用空気配管に接続し，原子炉格納容器内へ１次冷却材を放出する操作

ﾊ） 直流電源喪失時において，加圧器逃がし弁の開弁が必要である場合，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，蓄電池（重大事故等対処用）により直流電源を供給し，原子炉格納容器内へ１次冷却材を放出する操作

これらの手順により，２次冷却系の除熱機能が喪失した場合の対応であるＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却），加圧器逃がし弁等を用いた１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。また，タービン動補助給水ポンプ，主蒸気逃がし弁等の機能回復を行う。

(c) 「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」

ｉ） 重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能は，２次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁を用いて１次冷却系を減圧する機能である。なお，加圧器逃がし弁による減圧は，２次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。２次冷却系の除熱機能が喪失した場合は，充てん／高圧注入ポンプ等による原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損事象発生時は，破損した蒸気発生器の隔離を行い，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却，減圧と加

圧器逃がし弁による減圧操作により１次冷却系と２次冷却系の圧力を均圧させることで１次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，主蒸気逃がし弁による冷却，減圧と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで１次冷却材の漏えいを抑制する。

なお，どちらの事象も隔離できない場合は，主蒸気逃がし弁による冷却，減圧と加圧器逃がし弁による減圧で１次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの設備が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉を減圧する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.3 の手順に加えて，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，全ての蒸気発生器の除熱が期待できない場合に，フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し，燃料取替用水タンク水をＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み

合わせた１次冷却材のフィードアンドブリードにより原子炉を減圧する手順を整備する。

ｲ） 制御用空気喪失時において，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を制御用空気配管に接続し，原子炉格納容器内へ１次冷却材を放出する操作

ﾛ） 直流電源喪失時において，加圧器逃がし弁の開弁が必要である場合，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，蓄電池（重大事故等対処用）により直流電源を供給し，原子炉格納容器内へ１次冷却材を放出する操作

ﾊ） 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により，原子炉への注水機能が喪失した場合，空冷式非常用発電機により受電したＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する操作

これらの手順により，２次冷却系からの除熱による減圧機能が喪失した場合の対応であるＢ充てん／高圧注入ポンプ(自己冷却)，加圧器逃がし弁等を用いた１次冷却系のフィードアンドブリード，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系の減圧を行う。また，タービン動補助給水ポンプ，主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁の機能回復を行う。

(d) 「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

ｉ） 重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能は，以下のとおりである。

１次冷却材喪失が発生して１次冷却系の保有水量を確保する必要

がある場合に非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する冷却機能。また，長期的な原子炉冷却として，水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環運転による冷却機能。

１次冷却材喪失が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去除熱機能。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため，共通要因で同時に機能喪失することのないように分散配置した可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。重大事故等対策にて整備する 1.4 の全ての炉心注水手順が使用できない場合に，可搬型低圧代替注水ポンプと同じ接続口等を使用し，消防自動車から原子炉へ注水する手順を整備する。

また，燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合，常設低圧代替注水ポンプによる原子炉への注水又は格納容器スプレイを行うため，海水をＡ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプから常設低圧代替注水ポンプ入口へ直接供給し，原子炉へ注水する手段及び原子炉格納容器へスプレイする手段を整備する。

これらの手順により，非常用炉心冷却設備を用いて原子炉へ注水

することにより原子炉を冷却する機能が喪失した場合の対応である常設低圧代替注水ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型低圧代替注水ポンプ及び消防自動車による代替炉心注水を行う。また，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却），Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）の機能回復を行う。

さらに，余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の対応であるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱，可搬型代替注水中型ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

(e) 「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は，原子炉補機冷却海水設備及び原子炉補機冷却水設備による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を緩和するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

これらの手順により，原子炉補機冷却海水設備及び原子炉補機冷却水設備による冷却機能が喪失した場合の対応であるタービン動補助給水ポンプ又は可搬型代替注水中型ポンプによる蒸気発生器への注水及び可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また，主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

(f) 「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は，原子炉格納容器スプレイ設備による冷却機能である。この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止，又は炉心の著しい損傷が生じた場合において原子炉格納容器の破損を防止し，並びに放射性物質濃度の低減を図るための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損の緩和並びに放射性物質の濃度を低下させるため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.6 の手順に加えて，全ての格納容器スプレイ手順が使用できない場合に，可搬型低圧代替注水ポンプと同じ接続口等を使用し，消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

また，燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合，

常設低圧代替注水ポンプによる格納容器スプレイを行うため，海水をＡ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプから常設低圧代替注水ポンプ入口へ直接供給し，原子炉格納容器へスプレイする手段を整備する。

これらの手順により，原子炉格納容器スプレイ設備による冷却機能が喪失した場合の対応である常設低圧代替注水ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また，Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(g) 「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が生じた場合において原子炉格納容器の破損を緩和するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.7 の手順に加えて，全ての格納容器スプレイ手順が使用できない場合に，可搬型低圧代替注水ポンプと同じ接続口等を使用し，消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

また，燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合，常設低圧代替注水ポンプによる格納容器スプレイを行うため，海水をＡ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプから常設低圧代替注水ポンプ入口へ直接供給し，原子炉格納容器へスプレイする手段を整備する。

これらの手順により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる機能が喪失した場合の対応である常設低圧代替注水ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また，Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(h) 「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため，溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するための対処設備及び手順を整備する。また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水するための必要な手順等を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても溶融炉心による原子炉格納容器の破損を緩和するため及び溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する1.8の手順に加えて，全ての格納容器スプレイ及び炉心注水の手順が使用できない場合に，可搬型低圧代替注水ポンプと同じ接続口等を使用し，消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順及び原子炉へ注水する手順を整備する。

また，燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合，常設低圧代替注水ポンプによる格納容器スプレイを行うため，海水をA，B原子炉補機冷却海水ポンプから常設低圧代替注水ポンプ入口へ直接供給し，原子炉格納容器へスプレイする手段を整備する。

これらの手順により,炉心の著しい損傷が発生した場合において,溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却することで原子炉格納容器の破損を防止するため，常設低圧代替注水ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。また，B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

さらに，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，常設低圧代替注水ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を行う。また，B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(i) 「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生し，水素が原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために，水素濃度制御を行う対処設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が発生し，水素が原子炉格納容器内に放出された場合の水素爆発による原子炉格納容器の破損を緩和するため，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

これらの手順により，炉心の著しい損傷が発生し，大量の水素が発生した場合においても静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置による水素濃度低減並びに可搬型格納容器水素濃度計測装置及びガス分析計による水素濃度監視を行う。

(j) 「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」

ⅰ) 重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生し，水素が原子炉格納容器内に放出され，原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合においても水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，水素排出を行う対処設備及び手順を整備する。

ⅱ) 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした水素による原子炉建屋の損傷を緩和するため，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

これらの手順により，アニュラス内の水素濃度を低減するためのアニュラス空気浄化ファン，アニュラス空気浄化フィルタユニット

等による水素排出及びアニュラス水素濃度計測装置，可搬型格納容器水素濃度計測装置等による水素濃度監視を行う。

(k)　「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

ⅰ）　重大事故等対策に係る手順

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において，使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料を冷却し，放射線を遮蔽し及び臨界を防止するための対処設備及び手順を整備する。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において，貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し及び臨界を防止するための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ）　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料を冷却し,放射線を遮蔽し及び臨界を防止するため,また，使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し及び臨界を防止するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.11 の手順に加えて,使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し，使用済燃料ピットへの補給による水位維持が不可能又は不明と判断した場合で燃料取扱棟の損壊

又は現場線量率の上昇により使用済燃料ピットに近づけない場合は，可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダの運搬，設置及び接続を行い，使用済燃料ピットへの外部スプレイを行う手順を整備する。また，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへのスプレイの手順が使用できない場合に，消防自動車をスプレイヘッダに接続し，使用済燃料ピットへの建屋内部又は外部からのスプレイを行う手順を整備する。

これらの手順により，使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料ピットからの小規模な漏えいの発生時においても，ディーゼル駆動消火ポンプ又は可搬型代替注水中型ポンプによる注水を行う。

さらに，使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時においても，可搬型代替注水中型ポンプにより使用済燃料ピットへ接近せずにスプレイする操作，補修材等を用いた漏えい緩和対策及び使用済燃料ピット水位計（広域）等を用いた使用済燃料ピットの監視を行う。

使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合における，使用済燃料ピットの優先順位に従った事故対応例について以下に示す。

(ｲ) 使用済燃料ピットの漏えい緩和のための操作を実行するに当たり最も重要な判断は，使用済燃料ピットへのアクセス可否となる。これは現場の被害状態（火災の発生状況，線量等）に依存する。

(ﾛ) 使用済燃料ピットへ近づける場合には，準備から補給するまでの時間が比較的短い常設設備（ディーゼル駆動消火ポンプ）を用いた内部からの使用済燃料ピット補給操作を実行する。

(ﾊ) (ﾛ)の操作により使用済燃料ピット水位の維持ができない場合，

可搬型代替注水中型ポンプを用いて使用済燃料ピットへ補給操作を試みる。

ﾆ) ﾊ)による使用済燃料ピットへの補給を行っても水位が維持できない場合，燃料取扱棟内部からのスプレイが可能であれば，可搬型代替注水中型ポンプ又は消防自動車を用いた使用済燃料ピットスプレイ操作を実行する。

ﾎ) ﾆ)と並行して，使用済燃料ピットの漏えいを緩和するため，あらかじめ準備している漏えい緩和のための資機材を用いた手段により，使用済燃料ピット内側からの漏えい緩和を試みる。

ﾍ) 使用済燃料ピットへ近づけない場合や建屋内部での使用済燃料ピットスプレイが困難な場合は，可搬型代替注水中型ポンプ又は消防自動車を用いた外部からの使用済燃料ピットスプレイ操作を実施する。また，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲を用いた燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水操作を実施する。

(1) 「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」

ⅰ) 重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において，原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するための設備及び手順を整備する。

また，原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合に，航空機燃料火災への泡消火により，火災に対応する手順等を整備する。

ⅱ) 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型

重大事故等対処設備を用いた手順，中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるように，現場にてプラントパラメータを監視するための手順等を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.12 の手順に加えて,原子炉格納容器，原子炉補助建屋等が破損している場合又は破損が不明な状況において，建屋周辺の線量率が上昇している場合は，代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。また，全ての格納容器スプレイ手順が使用できない場合に，可搬型低圧代替注水ポンプと同じ接続口等を使用し，消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

これらの手順により，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による原子炉格納容器への放水に加え，放水砲を準備するまでの間，スプレイラインが使用可能な場合は，常設低圧代替注水ポンプ，Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却），ディーゼル駆動消火ポンプ，消防自動車，可搬型低圧代替注水ポンプを用いた格納容器スプレイ操作等を実施することにより，放射性物質の拡散抑制を行う。

なお，放水砲の設置位置については，複数箇所をあらかじめ設定しているが，現場からの情報等を勘案し，発電所災害対策本部が総合的に判断する。

また，放水砲の放射方法としては，原子炉格納容器の破損範囲を覆うような噴霧放射を基本とする。

使用済燃料ピットからの放射性物質の拡散抑制対策については，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」における注水手段及びスプレイ手段により行うが，当該の手段が有効ではない場合に，本項における放水砲を使用した放射性物質の拡散抑制対策を

実行する。

以下に，放水砲を使用した具体的な事故対応を示す。

ｲ) 放水砲の使用の判断

大規模損壊の発生により，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至るような場合には,「大規模損壊時に対応する手順」に基づく初動対応フローに従い，プラント状態を把握するとともに，放射性物質の拡散抑制に対して迅速な対応ができるように可搬型代替注水大型ポンプの準備を行う。

原子炉格納容器圧力の低下，エリアモニタ及びモニタリングポストの指示値の上昇，目視による原子炉格納容器の破損等を確認した場合には，初動対応フローの優先順位に従い「放射性物質拡散防止フロー」を選択する。当該フローにおいては，原子炉格納容器スプレイラインが使用可能な場合は，準備時間が比較的に短い格納容器スプレイ操作を実行する。なお，本操作が実施不能な場合，又は放水砲による放水が必要と判断された場合には，放水砲による放射性物質の放出低減のための操作を選択する。

ﾛ) 放水砲の設置位置の判断

放水砲の設置位置として，原子炉格納容器へ放水する想定の場合には複数箇所をあらかじめ設定しているが,現場からの情報(風向き，火災の状況，損傷位置（高さ，方位）) 等を勘案し，原子力防災管理者が総合的に判断して，適切な位置からの放水を重大事故等対策要員へ指示する。

ﾊ) 放水砲の設置位置と原子炉格納容器又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水可能性

［原子炉格納容器へ放水する場合］

前述のとおり，放水砲は状況に応じて適切な場所に設置する。原子炉格納容器から約 70m の範囲内に放水砲を設置すれば，原子炉格納容器頂部までの放水が可能である。

また，海水取水箇所については複数箇所を想定するとともに，ホースの敷設ルートについても，その時の被害状況や火災の状況を勘案して柔軟な対応ができるように複数アクセスのルートを想定した手順及び設備構成とする。

［燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する場合］

使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合における対応は，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」に示すとおりであり，使用済燃料ピットに近づけない場合には，可搬型代替注水中型ポンプによる屋外からのスプレイ操作を実施する。

さらに，本操作を実施することが困難な状況（大規模な火災等により接近できずに，十分な射程が確保できない場合。）においては，放水砲により燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する手段もある。この場合，原子炉格納容器へ放水する場合と同様，風向，火災の状況，損傷位置（高さ，方位）等に応じて放水砲を設置する。放水砲による原子炉格納容器等への放水により，放射性物質を含む汚染水が発生し，海洋へ拡散することを想定して，シルトフェンス（浦底湾側）及び原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁により汚染水の海洋への拡散抑制を行う。

なお，原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁により，若狭湾側については，海洋への放射性物質の拡散が抑制されるが，放水ピットは放水路を経由し海洋と繋がっていることから，放水口に

シルトフェンス（若狭湾側）を設置する。

また，放射性物質を含む汚染水は，一般排水の流路を通って海に流れるため，付替排水路内及び埋設一般排水管の集水枡に放射性物質吸着材を設置し，海洋への放出の抑制を図る。

シルトフェンスの設置は，損傷箇所，放水砲の設置場所等から汚染水の流出予測，状況を勘案して行う。

(m) 「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」

ⅰ） 重大事故等対策に係る手順

重大事故等が発生した場合において，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な設備及び手順を整備する。

ⅱ） 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順等を整備する。

なお，当該手順は，「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」及び「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に示す１次冷却系のフィードアンドブリード手段及び２次冷却系からの除熱手段，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」に示す２次冷却系からの除熱手段及び原子炉への注水手段，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」及び「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」に示す原子炉格納容器へのスプレイ手段，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のため

の手順等」に示す使用済燃料ピットへの注水手段及びスプレイ手段，並びに「1.12　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」に示す原子炉格納容器又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水手段を行うために必要となる水源の確保に関する手順である。

重大事故等対策にて整備する1.13の手順に加えて，大規模な火災や長期間にわたり大津波警報が発令されている状況等を考慮し，被災状況，場所により適切なルートで淡水又は海水の水源を確保する手順を整備する。

これらの手順により，復水タンクが枯渇又は破損した場合に２次冷却系から除熱するための水源，燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合に炉心注水，格納容器スプレイを行うための水源を確保する。また，使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合に使用済燃料ピットへ注水又はスプレイを実施するための水源，及び放射性物質の拡散抑制のため原子炉格納容器又は燃料取扱棟に放水するための水源を確保する。

(n)　「1.14　電源の確保に関する手順等」

ⅰ）　重大事故等対策に係る手順

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合においても炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，代替電源から給電する設備及び手順を整備する。

ⅱ）　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃

料体の著しい損傷を緩和するために必要な電源を確保するため，共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順等を整備する。

これらの手順により，全交流動力電源が喪失した場合の対応である空冷式非常用発電機，後備変圧器２次側電路，号機間電力融通ケーブル，電源車及び充電器（重大事故等対処用）による電源の確保を行う。

全交流動力電源及び直流電源喪失が発生した場合における対応手段の優先順位は，早期に準備が可能な常設設備による給電を優先して実施し，その後，可搬型設備による給電を実施する。また，電源機能が喪失し，監視パラメータの計測が不能になった場合には，可搬型計測器によるパラメータ監視を実施する。

ｄ．ｃ．項に示す大規模損壊への対応手順書は，万一を考慮し中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるように整備するが，中央制御室での監視及び制御機能に期待できる可能性も十分に考えられることから，運転員等が使用する手順書も並行して活用した事故対応も考慮したものとする。例えば，重大事故等時において運転員等が使用する手順書で対応中に，期待する重大事故等対処設備等（例：空冷式非常用発電機，常設低圧代替注水ポンプ等）の複数の機能が同時に喪失する等，重大事故シナリオベースから外れて大規模損壊へ至る可能性のあるフェーズへ移行した場合にも活用できるものとする。すなわち，原因となった事象により喪失した機能に着目して，その代替機能を確保するための対策が行えるように構成する。

ｅ．ｃ．項に示す大規模損壊への対応手順書については，地震，津波及び竜巻により発生する可能性のある大規模損壊に対して，また，ＰＲＡの

結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスに対しても，原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質の拡散抑制が図られるよう構成する。

加えて，大規模損壊発生時に，同等の機能を有する可搬型重大事故等対処設備，常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備が同時に機能喪失することなく，炉心注水，電源確保，放射性物質拡散抑制等の各対策が上記設備のいずれかにより達成できるように構成する。

5.2.1.2　大規模損壊の発生に備えた体制の整備

大規模損壊発生時の体制については，組織が最も有効に機能すると考えられる通常の発電所災害対策本部の体制により対応することを基本としつつ，通常とは異なる対応が必要となる状況においても流動性を持って対応できるように整備する。

また,重大事故等を超えるような状況を想定した5.2.1.1における大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うことを前提とし，中央制御室が機能喪失するような通常とは異なる体制で活動しなければならない場合にも対応できるようにするとともに，重大事故等対策では考慮されない大規模損壊に対する脆弱性を補完する手順書を用いた活動を行うための教育，訓練及び体制の整備を実施する。

(1)　大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練の実施

大規模損壊時への対応のための発電所災害対策本部初動要員への教育及び訓練については，重大事故等対策にて実施する教育及び訓練を基に，大規模損壊発生時における各要員の役割に応じた任務を遂行するに当たり必要となる力量を習得及び維持するため，以下の教育及び訓練を実施する。

必要となる力量を第5.2.18表に示す。

ａ．大規模損壊時に対応する手順及び事故対応用の資機材の取扱い等を習得するための机上教育を定期的に実施する。

ｂ．高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した訓練，夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下を想定した訓練を実施する。

ｃ．通常の指揮命令系統が機能しない場合を想定した指揮者等の個別訓練を実施する。

ｄ．大規模損壊発生時に対応する組織とそれを支援する組織の実効性等を確認するための定期的な総合訓練を継続的に実施する。

また，発電所災害対策本部初動要員を最大限に活用する観点から，要員の役割に応じて付与される力量に加え，実効性を高めるために，期待する要員以外の要員でも対応できるよう，担当する役割以外の教育及び訓練の充実を図る。

(2)　大規模損壊発生時の体制

ａ．原子炉施設において大規模損壊（大規模火災の発生含む。）のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に，原子力防災管理者は，通常の原子力防災組織の体制を基本とする原子力防災組織を設置し，発電所に発電所災害対策本部の体制（警戒体制，原子力防災体制）を整える。

(a)　原子力防災管理者は，大規模損壊の対策を実施する組織の役割分担並びに責任者，指揮命令系統及び通報連絡を行う組織等を手順書等に定め，効果的な大規模損壊の対策を実施し得る体制を整備する。

(b)　原子力防災管理者は，情報収集や事故対策の検討等を行い，情報の混乱や指揮命令の遅れが生じることのないように体制を整備する。

ｂ．原子力防災管理者は，発電所災害対策本部の本部長として原子力防災組織の統括管理を行い，責任を持って，原子力防災の活動指針の決定を

行う。

(a)　本部長の下に本部長代理を設置し，本部長代理は本部長を補佐する。

(b)　本部長不在時は，あらかじめ定められた順位に従い，本部長代理が本部長の代行者となる。

c．発電所災害対策本部は，災害に関する情報の収集，関係官庁及び関係地方自治体等との連絡調整を行う情報班，事故拡大防止対策の検討，事故状況の把握，評価を行う技術班，発電所内外の放射線・放射能の測定，放射線影響範囲の推定，放射線管理上の立入制限区域設定・標識の明示，要員の被ばく管理，放射性物質の汚染除去等の対応を行う放射線管理班並びに事故原因の究明，応急対策の立案，実施等を行う保修班等，9つの班で構成し，各班にはそれぞれ責任者を配置する。

(a)　被災時には，各班に責任者を配置し，任務の対応が遅れることのないようにする。

(b)　各班の班員構成は，通常運転中の発電所体制下での運転や部品交換等の日常保守点検活動等の実務経験が，発電所災害対策本部での事故対応や復旧活動等に活かせるよう，専門性及び経験を考慮したものとする。

d．時間外，休日（夜間）において，大規模損壊（大規模火災の発生含む。）のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に，速やかに対応を行うため，発電所内又は発電所近傍に発電所災害対策本部初動要員57名（初期消火活動要員9名を含む。）を確保し，体制を整備する。

また，故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生により，中央制御室（運転員（当直員）を含む。）が機能しない場合においても，発電所災害対策本部要員にて対策を実施する。

ｅ．大規模損壊発生時において，発電所災害対策本部要員として非常招集が期待される社員寮及び社宅等の要員の非常招集ルートは複数ルートを確保し，招集可能なルートにより発電所へ非常招集する。

なお，非常招集される招集要員は，集合場所に集合し，発電所の状況等の確認を行い，発電所への移動を開始する。

ｆ．時間外，休日（夜間）において，大規模な自然災害が発生した場合には,上記のアクセスルートにより招集要員に期待できると想定されるが,万一招集までに時間を要する場合であっても，発電所災害対策本部初動要員により当面の間は事故対応を行えるように体制を整える。

(3)　大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方

大規模損壊発生時には，通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても，対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるように，大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。

ａ．大規模損壊への対応要員を常時確保するため，時間外，休日（夜間）における副原子力防災管理者を含む常駐者は，地震，津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合にも対応できるように，分散して待機する。また，地震，津波等の大規模な自然災害によって，待機場所への影響が考えられる場合は，屋外及び高所への避難等を実施する。なお，建物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても，発電所内又は発電所近傍に勤務している他の要員を発電所災害対策本部での役務に割り当てる等の措置を講じる。

ｂ．地震，津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突そ

の他のテロリズムの発生により，通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考慮し，原子力防災管理者の代行者をあらかじめ複数定めることで体制を維持する。

ｃ．大規模損壊等により炉心が損傷した場合において，原子炉格納容器の除熱機能が喪失し，復旧の見込みがなく，更に原子炉格納容器圧力が限界圧力付近まで上昇している場合又は原子炉格納容器の破損の有無を判断基準として，最低限必要な要員以外の要員を事務所に隣接する免震棟等で屋内待機させるか発電所外へ一時退避させるかを判断する。

プルーム放出時，必要な要員は緊急時対策所にとどまり，プルーム通過後，活動を再開する。その他の要員は発電所外へ一時退避し，その後，交代要員として発電所へ再度非常招集する。

ｄ．大規模損壊と同時に大規模火災が発生している場合，発電所災害対策本部の火災対応の指揮命令系統の下，初期消火活動要員は消火活動を実施する。また，事故対応を実施及び継続するために，発電所災害対策本部が，放水砲による泡消火の実施が必要と判断した場合は，初期消火活動要員以外の重大事故等対策要員も火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。

なお，原子力防災体制が確立した後は，本部長の判断により，自衛消防隊による消火活動を実施する。

(4)　大規模損壊発生時の対応拠点

大規模損壊が発生した場合において，発電所災害対策本部長を含む発電所災害対策本部要員等が対応を行うに当たっての拠点は，緊急時対策所が基本となる。また，運転員（当直員）の拠点については，中央制御室が機能している場合は中央制御室とするが，中央制御室が機能していない場合や火災等により運転員（当直員）に危険が及ぶおそれがある場

合は，施設の損壊状況及び対応可能な要員等を勘案し発電所災害対策本部が代替拠点の設置を判断する。なお，緊急時対策所以外の代替可能なスペースも状況に応じて活用する。

(5)　大規模損壊発生時の支援体制の確立

ａ．本店総合災害対策本部の確立

(a)　原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の本店からの支援を実施するため，社長を本部長とする本店総合災害対策本部が速やかに確立できるように体制を整備する。

(b)　社長は，原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合，あらかじめ選定しておいた施設の候補の中から放射性物質の影響等を勘案した上で適切な拠点を選定し，本店総合災害対策本部の要員及びその他必要な要員を派遣するとともに，原子力事業所災害対策支援拠点に必要な資機材等の輸送を，陸路を原則として実施する。

(c)　原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時においては，本店総合災害対策本部として対応を実施する。

また，社長は本店総合災害対策本部長として全社を統括する。

ｂ．外部支援体制の確立

(a)　他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ応援要請し技術的な支援が受けられるよう体制を整備する。

協力会社より現場作業や資機材輸送等に係る要員の派遣を受けられる体制，プラントメーカによる技術的支援を受けられる体制の整備を考慮しており，事象発生後，当社原子力防災組織の発足時点から支援が受けられるよう体制を整える。

5.2.1.3　大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備

大規模損壊の発生に備え,5.2.1.1項における大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うために必要な重大事故等対処設備及び資機材を配備する。

(1)　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応に必要な設備の配備及び当該設備の防護の基本的な考え方

大規模損壊発生時において，可搬型重大事故等対処設備は，重大事故等対策で配備する設備の基本的な考え方を基に，同等の機能を有する設計基準事故対処設備又は常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失することのないように，外部事象の影響を受けにくい場所に配備する。また，大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの共通要因で，同時に複数の可搬型重大事故等対処設備が機能喪失しないように配慮する。

ａ．可搬型重大事故等対処設備（故障時及び保守点検時のバックアップを除く。）は，地震により常設重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないように，基準地震動を一定程度超える地震動に対して，地震により生ずる敷地下斜面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない場所に配備する。

ｂ．屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備（故障時及び保守点検時のバックアップを除く。）は，津波により常設重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないように，基準津波を一定程度超える津波に対して裕度を有する可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内の高所に配備する。

ｃ．屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備（故障時及び保守点検時のバックアップを除く。）は，想定を超える竜巻により常設重大事故等対

処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないように，風荷重の影響を受けない可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に配備するとともに，竜巻飛来物の影響を受けないように，坑口に竜巻飛来物防護対策設備を設置する。

ｄ．屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備（故障時及び保守点検時のバックアップを除く。）は，故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより常設重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないように，原子炉建屋及び原子炉補助建屋に加え，当該可搬型重大事故等対処設備がその機能を代替する屋外の常設重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備から100m以上離隔をとって，当該建屋等と同時に影響を受けない可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に配備する。

ｅ．原子炉建屋の外から水又は電力を供給する可搬型重大事故等対処設備は，互いに影響を受けないように，可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に分散して配備するとともに，常設設備へのアクセルルートを確保した複数の接続口を設ける。

ｆ．万一，地震，津波，大規模火災等が発生した場合には，アクセスルートを確保するため，速やかに消火及びがれき撤去できる資機材を当該事象による影響を受けにくい可搬型重大事故等対処設備保管用トンネル内に配備する。

(2)　大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については，重大事故等対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に，高線量の環境，大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また，原子炉建屋及び原子炉補助建屋から100m以上の離隔をとった場所に分散して配備す

る。

ａ．全交流動力電源喪失が発生する環境で対応するために必要な照明機能を有する資機材を配備する。

ｂ．地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災，又は故意による大型航空機の衝突に対して大規模な燃料火災の発生時において，必要な消火活動を実施するために着用する防護具，消火薬剤等の資機材，小型放水砲等を配備する。

ｃ．炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において事故対応するために着用するマスク，高線量対応防護服及び線量計等の必要な資機材を配備する。

ｄ．化学薬品等が流出した場合に事故対応するために着用するマスク，長靴等の資機材を配備する。

ｅ．大規模な自然災害により外部支援が受けられない場合も事故対応を行うための防護具，線量計，食料等の資機材を確保する。

ｆ．大規模損壊の発生時において，指揮者と現場間，発電所外等との連絡に必通な通信手段を確保するため，多様な通信手段を複数整備する。

また，通常の通信手段が使用不能な場合を想定した通信連絡手段として，携帯型有線通話装置，無線通話装置（携帯型），衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を配備するとともに，消火活動専用の通信連絡設備として無線通話装置（携帯型）を配備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（1／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">運転時の異常な過渡変化時において原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，手動による原子炉緊急停止，原子炉出力抑制（自動），原子炉出力抑制（手動）により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下本表において「格納容器」という。）の健全性を維持する手順等を整備する。また，原子炉の出力抑制を図った後にほう酸水注入により原子炉を未臨界に移行する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">対応手段等</td><td rowspan="4">フロントライン系故障時</td><td>原子炉緊急停止（手動による）</td><td>ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合，中央制御室から手動にて原子炉トリップスイッチにより原子炉の緊急停止を行う。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（自動）</td><td>ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動により主蒸気隔離弁が閉止することで，１次冷却材温度が上昇し減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力が抑制されたことを確認する。また，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が安定し，格納容器内の圧力及び温度の上昇がないこと，並びに電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下本表において「補助給水ポンプ」という。），主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が安定することで，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（手動）</td><td>中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合で，かつ多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が作動しなかった場合，中央制御室からの手動操作により主蒸気隔離弁の閉止及び補助給水ポンプの起動を行うことで，１次冷却材温度が上昇し減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力が抑制されたことを確認する。また，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が安定し，格納容器内の圧力及び温度の上昇がないこと，並びに補助給水ポンプ，主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が安定することで，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
<tr><td>ほう酸水注入</td><td>ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合，原子炉出力の抑制を図った後，原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備のほう酸ポンプ，急速ほう酸補給弁及び充てん／高圧注入ポンプによりほう酸タンク水を原子炉へ注入するとともに，希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。
化学体積制御設備が使用できない場合は，非常用炉心冷却設備の充てん／高圧注入ポンプ及びほう酸注入タンクにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注入し原子炉を未臨界状態へ移行させる。安全注入ラインが使用できない場合は，充てんラインを使用し充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注入する。
ほう酸水注入は，燃料取替ほう素濃度になるまで継続する。なお，ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は，プラント状態に応じて高温停止又は低温停止のほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。</td></tr>
</table>

配慮すべき事項	優先順位	ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合は，中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチにより手動にて原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位異常低信号による多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が作動した場合においても，中央制御室から原子炉トリップスイッチにより手動にて原子炉の緊急停止操作を行い，その後，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動状況の確認を行う。 中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合で，かつ多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が作動しない場合は，手動による原子炉出力抑制を行う。 原子炉トリップに失敗し，原子炉の出力抑制を図った後は，原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（2／19）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等			
方針目的	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，１次冷却系のフィードアンドブリード又は蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水，蒸気放出）により原子炉を冷却する手順等を整備する。 また，原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する手順等を整備する。		
対応手段等	フロントライン系故障時	１次冷却系のフィードアンドブリード	全ての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合，燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁による格納容器内へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。格納容器再循環サンプ水位が再循環切替可能水位に到達すれば，中央制御室で高圧再循環運転に切り替える。 ２次冷却系の除熱機能が回復した場合，蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し，蓄圧タンク出口弁を閉止後，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後，余熱除去系による炉心冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は，蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却により低温停止状態とする。 ２次冷却系の除熱機能が回復しない場合，余熱除去系による炉心冷却を開始し，蓄圧タンク出口弁を閉止後，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後，余熱除去系による炉心冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合，余熱除去系又は２次冷却系の除熱機能が使用可能となるまで高圧再循環運転を継続する。
		蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため，海水をＡ，Ｂ，Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプのうちいずれか2台から補助給水ポンプ入口へ直接供給し，蒸気発生器へ注水する。なお，多様性拡張設備であるＣ原子炉補機冷却海水ポンプについては，２Ａ非常用高圧母線より受電中に限る。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合は，水源を復水タンクから多様性拡張設備である２次系純水タンクへ切替え，補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合，多様性拡張設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる注水を優先し，次に原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による注水を行う。

対応手段等	サポート系故障時	ポンプの機能回復（蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水））	直流電源が喪失した場合において，タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合，現場で専用工具を使用し，タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を押し上げること及びタービン動補助給水ポンプ起動入口弁を開操作することにより，タービン動補助給水ポンプを起動し，復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 タービン動補助給水ポンプは，復水タンクから２次系純水タンクへの切替え，中間受槽又は海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から復水タンクへの供給により水源を確保し，高圧再循環運転，余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間，運転を継続する。 全交流動力電源が喪失した場合に，空冷式非常用発電機により受電した電動補助給水ポンプを起動し，復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 ただし，空冷式非常用発電機の燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを使用できる間は，タービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 電動補助給水ポンプは，復水タンクから２次系純水タンクへの切替え，中間受槽又は海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から復水タンクへの供給により水源を確保し，高圧再循環運転又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間，運転を継続する。
		弁の機能回復（蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出））	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合は，現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作し，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。
	監視及び制御		原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を加圧器水位，蒸気発生器水位により監視する。また，これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合，当該パラメータの値を推定する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの作動状況を補助給水流量，復水タンク水位，蒸気発生器水位により確認する。 燃料取替用水タンク水等を常設低圧代替注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合，流量を調整し加圧器水位を制御する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合，補助給水流量を調整し蒸気発生器水位を制御する。

配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系故障時	２次冷却系の除熱機能回復を優先し，２次冷却系の除熱機能が回復しない場合は，１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系故障時	補助給水の機能が回復していない場合，主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため，補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等		全交流動力電源が喪失した場合，空冷式非常用発電機からの給電により，電動補助給水ポンプを起動させ，十分な期間運転を継続させる。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は，蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損の有無は，放射線モニタ等で確認するが，全交流動力電源が喪失した場合は，放射線モニタが使用できないため，蒸気発生器水位及び圧力により確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合は，当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。
	主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件		蒸気発生器伝熱管破損等により現場の環境が悪化した場合において，主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合，初動対応として現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し，以降は運転員等の負担軽減又は現場作業環境悪化の可能性を考慮し，多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し，継続可能な期間で中央制御室からの遠隔操作を行う。駆動用電源が確保できれば，主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサを使用し，継続的に中央制御室から遠隔操作を行う。 なお，現場で手動により主蒸気逃がし弁を操作するに当たり，運転員等は電子式個人線量計を携帯するとともに，必要に応じて放射線防護具を着用する。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項		全交流動力電源の喪失が継続し，補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は，高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁による減圧準備を行う。加圧器逃がし弁による減圧準備の手順は「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保		全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温，減圧を行う場合，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水出口流量調節弁を調整し，封水戻りライン逃がし弁吹き止まりを考慮した圧力にて保持する。

配慮すべき事項	1次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は常温，常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため，高温状態においては，実水位と異なる指示値を示す。 1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する全ての蒸気発生器が除熱を期待できない水位とは，上記校正誤差に余裕を持たせた水位をいう。
	作業性	原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。 タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は，現場において専用工具を用いて弁を持ち上げる単純な操作であり，タービン動補助給水ポンプ起動入口弁についても手動ハンドルにより容易に操作でき，専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（3／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止するため，１次冷却系のフィードアンドブリード，蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水，蒸気放出）により原子炉を減圧する手順等を整備する。
また，炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において，高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため，１次冷却系を減圧する手順等を整備する。
さらに，蒸気発生器伝熱管破損又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時において，炉心の著しい損傷を防止するため，１次冷却系を減圧する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手段等</td><td>フロントライン系故障時</td><td>１次冷却系のフィードアンドブリード</td><td>全ての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合において，蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系のフィードアンドブリードにより１次冷却系を減圧する。燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し，原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開とする。格納容器再循環サンプ水位が再循環切替可能水位に到達すれば，中央制御室で高圧再循環運転に切り替える。
２次冷却系の除熱機能が回復した場合，蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し，蓄圧タンク出口弁を閉止後，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後，余熱除去系による炉心冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は，蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却により低温停止状態とする。
２次冷却系の除熱機能が回復しない場合，余熱除去系による炉心冷却を開始し，蓄圧タンク出口弁を閉止後，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後，余熱除去系による炉心冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合，余熱除去系又は２次冷却系の除熱機能が使用可能となるまで高圧再循環運転を継続する。</td></tr>
</table>

対応手段等	フロントライン系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合に蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を行うため，補助給水ポンプの自動起動を確認し，復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。このとき，補助給水ポンプが運転していなければ，中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。 なお，補助給水ポンプの優先順位は，駆動用の外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し，空冷式非常用発電機からの給電時は燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 復水タンク及び2次系純水タンクが使用できない場合，蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を行うため，海水をA，B，C原子炉補機冷却海水ポンプのうちいずれか2台から補助給水ポンプ入口へ直接供給し，蒸気発生器へ注水する。なお，多様性拡張設備であるC原子炉補機冷却海水ポンプについては，2A非常用高圧母線より受電中に限る。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合は，水源を復水タンクから多様性拡張設備である2次系純水タンクへ切替え，補助給水ポンプによる注水を優先する。2次系純水タンクも使用できない場合，多様性拡張設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる注水を優先し，次に原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による注水を行う。
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合，主蒸気逃がし弁の開を確認し，蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧が行われていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開弁していなければ中央制御室にて開弁する。
	サポート系故障時	ポンプの機能回復（蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水））	直流電源が喪失した場合において，タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合，現場で専用工具を使用しタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を押し上げること及びタービン動補助給水ポンプ起動入口弁を開操作することにより，タービン動補助給水ポンプを起動し，蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を行う。 なお，タービン動補助給水ポンプは，復水タンクから2次系純水タンクへの切替え，中間受槽又は海（海水ポンプピット，1号炉取水路）から復水タンクへの供給により水源を確保し，高圧再循環運転，余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間，運転を継続する。

対応手段等	サポート系故障時	弁の機能回復（蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出））	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合に現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで，蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を行う。 制御用空気喪失時において，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し，加圧器逃がし弁駆動用空気を供給し，中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。 直流電源喪失時において，加圧器逃がし弁の開弁が必要である場合，加圧器逃がし弁の機能を回復させるため，蓄電池（重大事故等対処用）により直流電源を供給し，中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。
	高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止		炉心損傷時，１次冷却材圧力が2.0MPa［gage］以上である場合，高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため，加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する。
	蒸気発生器伝熱管破損		蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合，プラントの自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による充てん／高圧注入ポンプ等の自動作動を確認する。 破損側蒸気発生器の判定を１次冷却材圧力，蒸気発生器の圧力，水位及び高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し，破損側蒸気発生器を隔離する。破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器圧力の低下が継続し破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却，減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。 １次冷却系減圧後，充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんに切り替え，余熱除去系により炉心を冷却する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ		インターフェイスシステムＬＯＣＡが発生した場合，プラントの自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による充てん／高圧注入ポンプ等の自動作動を確認する。 １次冷却材圧力，加圧器水位の低下，余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断し，１次冷却材の格納容器外への漏えいを停止するため破損箇所を早期に発見し隔離する。 破損箇所を隔離できない場合，主蒸気逃がし弁による冷却，減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の格納容器外への漏えい量を抑制する。 低温停止状態に移行するに当たり，余熱除去系による炉心冷却が困難であれば，蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより炉心を冷却する。
配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系故障時	蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を優先して使用し，蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁開による１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

配慮すべき事項	優先順位	サポート系故障時	補助給水の機能が回復すれば，主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。 補助給水の機能が回復していない場合は，主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため，補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先する。
	復旧に係る手順等		直流電源喪失時，蓄電池（重大事故等対処用）により加圧器逃がし弁へ給電することで中央制御室から遠隔操作を行う。全交流動力電源又は直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は，蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損の有無は，放射線モニタ等で確認するが，全交流動力電源が喪失した場合は，放射線モニタが使用できないため，蒸気発生器水位及び圧力により確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合は，当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項		全交流動力電源の喪失が継続し，補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は，高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁による減圧準備を行う。
	環境条件		蒸気発生器伝熱管破損等により現場の環境が悪化した場合において，主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合，初動対応として現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し，以降は運転員等の負担軽減又は現場作業環境悪化の可能性を考慮し，多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し，継続可能な期間で中央制御室からの遠隔操作を行う。駆動用電源が確保できれば，主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサを使用し，継続的に中央制御室から遠隔操作を行う。 なお，現場で手動により主蒸気逃がし弁を操作するに当たり，運転員等は電子式個人線量計を携帯するとともに，必要に応じて放射線防護具を着用する。 加圧器逃がし弁を確実に動作させるために，窒素ボンベの設定圧力は，有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器内最高圧力を考慮した上で余裕を見た値に設定する。 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を用いた１次冷却系の減圧時は，中央制御室からの操作回数を少なくする。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の漏えい監視について		インターフェイスシステムＬＯＣＡの漏えい場所特定は，原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため，漏えい検出装置，監視カメラ及び火災報知器により行う。

配慮すべき事項	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の内部溢水の影響	専用工具による操作場所及び操作場所への通路部をインターフェイスシステムＬＯＣＡにより漏えいが発生する機器のフロアよりも上層階とし，溢水影響がないようにする。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温，減圧を行う場合，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水出口流量調節弁を調整し，封水戻りライン逃がし弁吹き止まりを考慮した圧力にて保持する。
	１次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は常温，常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため，高温状態においては，実水位と異なる指示値を示す。 １次冷却系のフィードアンドブリードを開始する全ての蒸気発生器が除熱を期待できない水位とは，上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。 タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は，現場において専用工具を用いて弁を押し上げる単純な操作であり，タービン動補助給水ポンプ起動入口弁についても手動ハンドルにより容易に操作でき，専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時，現場での隔離操作はアクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して専用工具を用いて遠隔操作により行う。専用工具は速やかに操作ができるように操作場所近傍に配備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（4／19）

<table>
<tr><td colspan="5">1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止するため，１次冷却材喪失事象が発生している場合は代替炉心注水及び代替再循環運転により，１次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却により，運転停止中の場合は炉心注水，代替炉心注水，代替再循環運転及び蒸気発生器２次側による炉心冷却により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また，１次冷却材喪失事象後，炉心が溶融し，溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において，格納容器の破損を防止するため，格納容器水張りにより原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">１次冷却材喪失事象が発生している場合</td><td rowspan="2">フロントライン系故障時</td><td>代替炉心注水</td><td>非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注入する機能が喪失した場合，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。
・ 格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・ 常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。
・ 可搬型低圧代替注水ポンプにより淡水又は海水を原子炉へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は，淡水を使用し，使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

代替炉心注水に使用する補機の優先順位は，使用準備時間が早い格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）を優先し，次に常設低圧代替注水ポンプを使用する。可搬型低圧代替注水ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型低圧代替注水ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ使用する。</td></tr>
<tr><td>代替再循環運転</td><td>非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合，1系列の格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。また，余熱除去冷却器の故障により格納容器再循環サンプ水の冷却機能が喪失した場合は，他の系列の格納容器スプレイポンプ再循環運転を実施する。
再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合，炉心の著しい損傷を防止するために余熱除去ポンプ1台の流量を低下させ再循環運転を継続する。再循環運転できない場合は，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。充てん／高圧注入ポンプの故障等により原子炉への注水ができない場合は，代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。
また，格納容器の破損を防止するために原子炉補機冷却水を使用し，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内の冷却を行う。
原子炉への注水は，格納容器内水位が格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さまで注水されたことを確認し停止する。</td></tr>
</table>

対応手段等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系故障時	代替炉心注水	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失により原子炉への注水機能が喪失し，1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・ 空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。 ・ 空冷式非常用発電機により受電したＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 可搬型低圧代替注水ポンプにより淡水又は海水を原子炉へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は，淡水を使用し，使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は，使用準備時間が早く，注水流量が大きい常設低圧代替注水ポンプを優先する。次にＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬型低圧代替注水ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型低圧代替注水ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ使用する。
			代替再循環運転	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失時は，可搬型代替注水大型ポンプにより代替補機冷却水が確保され，空冷式非常用発電機により受電したＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転を行うとともに，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。
		溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合	格納容器水張り	炉心の著しい損傷，溶融が発生した場合，格納容器圧力と温度又は可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であり原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合，格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに，格納容器スプレイポンプにより残存溶融デブリを冷却し，格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さまで燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。 格納容器スプレイポンプが使用できない場合は，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）が使用できない場合は，常設低圧代替注水ポンプにより注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。

対応手段等	1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系故障時 サポート系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合，電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は，中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし，蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 全交流動力電源喪失等により主蒸気逃がし弁が中央制御室から操作できない場合，現場にて手動により主蒸気逃がし弁を開とし，蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による2次冷却系の冷却効果がなくなり，余熱除去設備が使用できない場合において，低温停止に移行する場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。なお，蒸気発生器への注水は，電動補助給水ポンプにより復水タンク水を注水する。
	運転停止中の場合	フロントライン系故障時	炉心注水／代替炉心注水	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・ 充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 蓄圧タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。常設低圧代替注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。 ・ 可搬型低圧代替注水ポンプにより淡水又は海水を原子炉へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は，淡水を使用し，使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 炉心注水，代替炉心注水に使用する補機の優先順位は，中央制御室の操作にて系統構成が容易な充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプの順に炉心注水を行う。これらが使用できない場合は，蓄圧タンクからの注水を行う。 蓄圧タンクが使用できない場合は，代替炉心注水である格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用），常設低圧代替注水ポンプの順に使用する。可搬型低圧代替注水ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型低圧代替注水ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ使用する。
			代替再循環運転	余熱除去ポンプの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合，1系列の格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。また，余熱除去冷却器の故障により格納容器再循環サンプ水の冷却機能が喪失した場合は，他の系列の格納容器スプレイポンプ再循環運転を実施する。

対応手段等	運転停止中の場合	フロントライン系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合で，かつ1次冷却系に開口部がない場合は，電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保された場合は，中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし，蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による2次冷却系の冷却効果がなくなり，余熱除去設備が使用できない場合において，低温停止に移行する場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。なお，蒸気発生器への注水は，電動補助給水ポンプにより復水タンク水を注水する。
		サポート系故障時	代替炉心注水	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・ 空冷式非常用発電機により受電した後，蓄圧タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。常設低圧代替注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。 ・ 空冷式非常用発電機により受電したB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・ 可搬型低圧代替注水ポンプにより淡水又は海水を原子炉へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は，淡水を使用し，使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は，電源が回復しない場合でも注水が可能な多様性拡張設備である燃料取替用水タンクからの重力注水を優先する。空冷式非常用発電機から受電後は，準備時間が短い蓄圧タンクによる代替炉心注水を行う。並行して継続的に原子炉へ注水するために注水流量が大きい常設低圧代替注水ポンプを準備し，準備が整えば代替炉心注水を行う。次にB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬型低圧代替注水ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型低圧代替注水ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ使用する。
			代替再循環運転	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失時は，可搬型代替注水大型ポンプにより代替補機冷却水が確保され，空冷式非常用発電機により受電したB余熱除去ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転を行うとともに，可搬型代替注水大型ポンプを用いたA，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。

対応手段等	運転停止中の場合	サポート系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失時に1次冷却系に開口部がない場合は，電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保された場合は，現場にて主蒸気逃がし弁を手動により開とし，蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による2次冷却系の冷却効果がなくなり，余熱除去設備が使用できない場合において，低温停止に移行する場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。なお，蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を注水する。
配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	優先順位	フロントライン系故障時	非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合，代替炉心注水により原子炉へ注水し，格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば，代替再循環運転を実施し，原子炉を冷却する。
			サポート系故障時	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失により原子炉への注水機能が喪失した場合，代替炉心注水により原子炉へ注水し，格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば，代替再循環運転を実施し，原子炉を冷却する。
		格納容器隔離弁の閉止		全交流動力電源喪失時，1次冷却材ポンプシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより，1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがあるため，1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等を閉止する。 隔離は，空冷式非常用発電機により電源が確保されれば，中央制御室にて1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を閉止し，非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は，作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 なお，隔離弁等の電源が回復していない場合は，現場にて閉止する。
		常設低圧代替注水ポンプの注水先について		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合，常設低圧代替注水ポンプの注水先については，炉心注水とする準備を行い，空冷式非常用発電機より受電すれば，代替炉心注水を行う。また，対応途中で，事象が進展し炉心損傷と判断すれば，注水先を格納容器スプレイへ変更するとともに，その後，B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。
		残存デブリ冷却時の1次冷却材圧力監視について		原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合，炉心冠水操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材圧力が格納容器圧力より高い場合は溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため，加圧器逃がし弁を開弁し原子炉内と格納容器を均圧させる。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	残存デブリ冷却時の注水量について		格納容器への注水量は，原子炉格納容器水位監視装置の動作状況，燃料取替用水タンク水位の収支，又は常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量計，格納容器スプレイ積算流量計及び代替注水消火水流量計（ＡＭ）の合計値により把握する。 残存デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は，残存デブリの冷却が可能で格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さまでとする。
		炉心損傷後の再循環運転について		炉心が損傷した場合において，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は，格納容器圧力，格納容器エリアモニタ（高レンジ）等により，格納容器圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し，再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果，ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し，実施の可否を検討する。
		再循環不能時の格納容器内の冷却		代替再循環運転による格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水できない場合，格納容器再循環サンプ余熱除去ポンプ側隔離弁の開不能により再循環運転に移行できない場合，又は格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は，充てん／高圧注入ポンプ等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水するとともに，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は，格納容器スプレイを実施する。
	運転停止中の場合	優先順位	フロントライン系故障時	運転停止中に余熱除去設備の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合で，かつ１次冷却系に開口部がない場合は，蒸気発生器２次側による炉心冷却を優先する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は，炉心注水又は代替炉心注水による炉心冷却を行い，格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば，代替再循環運転を実施し，原子炉を冷却する。
			サポート系故障時	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合で，かつ１次冷却系に開口部がない場合は，蒸気発生器２次側による炉心冷却を実施する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は，代替炉心注水による炉心冷却を行い，格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば，代替再循環運転を実施し，原子炉を冷却する。

配慮すべき事項	運転停止中の場合	格納容器内からの退避	運転停止中において，全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失し，余熱除去設備の機能が喪失した場合，又は1次冷却材が流出した場合，燃料取替用水タンクの保有水を充てん／高圧注入ポンプ等にて原子炉へ注水し開放中の加圧器安全弁から格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は，格納容器内の雰囲気悪化から格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。 また，運転停止中に1次冷却系の希釈事象が発生し，中性子源領域中性子束が上昇した場合は，臨界になる可能性があるため格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。
	復旧に係る手順等		全交流動力電源が喪失した場合は，空冷式非常用発電機からの給電により設計基準事故対処設備の起動及び十分な期間の運転を継続させる。
	作業性		常設低圧代替注水ポンプの水源確保及びB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。 可搬型低圧代替注水ポンプによる原子炉への注水に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型低圧代替注水ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により常設低圧代替注水ポンプ，B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）等へ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		可搬型低圧代替注水ポンプへの給油は，可搬型低圧代替注水ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）及びタンクローリを用いて可搬型低圧代替注水ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。燃料を補給する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（5／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため，蒸気発生器２次側による炉心冷却，格納容器内自然対流冷却，代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">対応手段等</td><td rowspan="3">フロントライン系故障時</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却</td><td>原子炉補機冷却海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば，主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開とし，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。
補助給水ポンプについては，電動補助給水ポンプを優先して使用し，電動補助給水ポンプが使用できなければタービン動補助給水ポンプを使用する。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>原子炉補機冷却海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し，１次冷却材喪失事象が発生した場合，可搬型代替注水大型ポンプを設置，接続し，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置の取付けを開始するとともに，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系に海水を通水後，可搬型温度計測装置によりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。</td></tr>
<tr><td>代替補機冷却</td><td>原子炉補機冷却海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，可搬型代替注水大型ポンプによりＢ高圧注入ポンプ，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ制御用空気圧縮機の補機冷却水として海水を通水することにより各補機の機能回復を図る。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">サポート系故障時</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却</td><td>全交流動力電源が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合にタービン動補助給水ポンプ又は空冷式非常用発電機より受電した電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば，主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開とし，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。
補助給水ポンプについては，空冷式非常用発電機の燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用し，タービン動補助給水ポンプが使用できなければ，空冷式非常用発電機より受電した電動補助給水ポンプを使用する。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>全交流動力電源が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に，可搬型代替注水大型ポンプを設置，接続し，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置の取付けを開始するとともに，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系に海水を通水後，可搬型温度計測装置によりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。</td></tr>
</table>

対応手段等	サポート系故障時	代替補機冷却	全交流動力電源が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に，可搬型代替注水大型ポンプによりＢ高圧注入ポンプ，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ制御用空気圧縮機の補機冷却水として海水を通水することにより各補機の機能回復を図る。
配慮すべき事項	作業性		可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また，原子炉補機冷却水系と海水系を接続するディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。
	主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件		蒸気発生器伝熱管破損等により現場の環境が悪化した場合において，主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合，初動対応として現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し，以降は運転員等の負担軽減又は現場作業環境悪化の可能性を考慮し，多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し，継続可能な期間で中央制御室からの遠隔操作を行う。駆動用電源が確保できれば，主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサを使用し，継続的に中央制御室から遠隔操作を行う。 なお，現場で手動により主蒸気逃がし弁を操作するに当たり，運転員等は電子式個人線量計を携帯するとともに，必要に応じて放射線防護具を着用する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により電動補助給水ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		可搬型代替注水大型ポンプへの給油は，可搬型代替注水大型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型代替注水大型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。燃料を補給する手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（6／19）

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
方針目的	設計基準事故対処設備が有する格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため，格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。また，炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため，格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。			
対応手段等	炉心損傷前	フロントライン系故障時	格納容器内自然対流冷却	格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，格納容器スプレイ作動圧力設定値以上，かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合，又は格納容器スプレイ再循環運転時に格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合に，原子炉補機冷却水系の沸騰防止のため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ボンベにより加圧し，A，B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。また，A，B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け，A，B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
			代替格納容器スプレイ	格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，格納容器圧力が最高使用圧力以上，かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）の故障等により，格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。
		サポート系故障時	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失が発生し，格納容器内の冷却機能が喪失した場合，可搬型代替注水大型ポンプを設置，接続し，A，B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置の取付けを開始するとともに，A，B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系に海水を通水後，可搬型温度計測装置によりA，B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
			代替格納容器スプレイ	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失が発生し，格納容器内の冷却機能が喪失した場合に1次冷却材喪失事象により格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば，空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。

対応手段等	炉心損傷後	フロントライン系故障時	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し，格納容器スプレイ作動圧力設定値以上，かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合，原子炉補機冷却水系の沸騰防止のため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ボンベにより加圧し，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。また，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
			代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し，格納容器圧力が最高使用圧力以上，かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）が使用できない場合，常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。
		サポート系故障時	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に，全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失が発生し，格納容器内の冷却機能が喪失した場合，可搬型代替注水大型ポンプを設置，接続し，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置の取付けを開始するとともに，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系に海水を通水後，可搬型温度計測装置によりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
			代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に，全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失が発生し，格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，格納容器圧力が最高使用圧力以上，かつ格納容器へのスプレイができない場合，空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。
配慮すべき事項	優先順位			炉心損傷前及び炉心損傷後のフロントライン系故障時は，継続的な冷却を実施する観点並びに格納容器内の重要機器及び重要計器の水没を未然に防止する観点から，代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却を優先する。 ただし，サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却では可搬型代替注水大型ポンプを使用するため準備に時間がかかることから，使用を開始するまでの間に格納容器圧力が最高使用圧力以上に達した場合は代替格納容器スプレイを使用する。

配慮すべき事項	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については，格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とすることで，100％のジルコニウム－水反応時の水素発生量を仮定した場合でも，大規模な水素燃焼の発生を防止する。また，水素濃度は，可搬型格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として，測定による水素濃度が8vol％（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は，格納容器内への注水量の制限があることから，格納容器へスプレイを行っている際に，格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さに達すれば格納容器スプレイを停止し，格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。
	放射性物質濃度低減		炉心損傷後において，代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより，格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器再循環ユニットによる冷却で対応している場合において，格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は，代替格納容器スプレイを同時に実施することにより，格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。
	作業性		可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また，原子炉補機冷却水系と海水系を接続するディスタンスピース及び代替格納容器スプレイに使用する常設低圧代替注水ポンプの水源確保に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により常設低圧代替注水ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		可搬型低圧代替注水ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油は，可搬型低圧代替注水ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型低圧代替注水ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。重大事故等発生後7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」に示す燃料（軽油）も含め，燃料油貯蔵タンク（北側）（約39kl）又は燃料油貯蔵タンク（南側）（約39kl）を管理する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（7／19）

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等			
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため，格納容器スプレイ，格納容器内自然対流冷却，代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。		
対応手段等	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し，格納容器圧力が格納容器スプレイ作動圧力設定値以上の場合，原子炉補機冷却水系の沸騰防止のため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ボンベにより加圧し，A，B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。また，A，B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け，A，B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
		格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器圧力が最高使用圧力以上，かつ格納容器スプレイポンプが起動していない場合，格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。
		代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し，格納容器圧力が最高使用圧力以上の場合，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）の故障等により，格納容器へのスプレイができない場合において，常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。
	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失し炉心の著しい損傷が発生した場合，可搬型代替注水大型ポンプを設置，接続し，A，B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置の取付けを開始するとともに，A，B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系に海水を通水後，可搬型温度計測装置によりA，B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を監視する。
		代替格納容器スプレイ	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失時，炉心の著しい損傷が発生し，格納容器圧力が最高使用圧力以上の場合，空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。

配慮すべき事項	優先順位	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合は，継続的な冷却実施の観点並びに格納容器の重要機器及び重要計器の水没を未然に防止する観点から，格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし，格納容器内自然対流冷却の準備の間に，格納容器圧力が最高使用圧力以上に達した場合は，格納容器の圧力及び温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを行い，格納容器スプレイができない場合は，代替格納容器スプレイを行う。
		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失している場合は，継続的な冷却実施の観点並びに格納容器の重要機器及び重要計器の水没を未然に防止する観点から，格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし，格納容器内自然対流冷却は，可搬型代替注水大型ポンプを使用するための準備に時間を要することから，この間に格納容器圧力が最高使用圧力以上に達した場合は代替格納容器スプレイを行う。
	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については，格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とすることで，100%のジルコニウム－水反応時の水素発生量を仮定した場合でも，大規模な水素燃焼の発生を防止する。また，水素濃度は，可搬型格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として，測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は，格納容器内への注水量の制限があることから，格納容器へスプレイを行っている際に，格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さに達すれば格納容器スプレイを停止し，格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。
	作業性		可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また，原子炉補機冷却水系と海水系を接続するディスタンスピース及び代替格納容器スプレイに使用する常設低圧代替注水ポンプの水源確保に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。 格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにおける現場への移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により常設低圧代替注水ポンプへ給電する。 給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

配慮すべき事項	燃料補給	可搬型代替注水大型ポンプへの給油は，可搬型代替注水大型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型代替注水大型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。燃料を補給する手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（8／19）

<table>
<tr><td colspan="5">1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため，格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイにより，溶融し格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより，溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり格納容器バウンダリへの接触を防止する手順等を整備する。
また，溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，炉心注水及び代替炉心注水により，原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">対応手段等</td><td rowspan="3">格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</td><td rowspan="2">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全</td><td>格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において溶融炉心が冠水するために十分な水位がない場合，格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。
溶融炉心が冠水するために十分な水位が確保された場合は，格納容器スプレイポンプを停止し，その後は水位を維持する。</td></tr>
<tr><td>代替格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合に，格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器へのスプレイ機能が喪失した場合において，溶融炉心が冠水するために十分な水位がない場合，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。
余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）の故障等により格納容器へのスプレイ機能が喪失した場合において，常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。
溶融炉心が冠水するために十分な水位が確保された場合は，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）又は常設低圧代替注水ポンプを停止し，その後は水位を維持する。なお，常設低圧代替注水ポンプを使用する場合の水源は，燃料取替用水タンクが使用できない場合，復水タンクを使用する。</td></tr>
<tr><td>全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失</td><td>代替格納容器スプレイ</td><td>全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失時に，炉心の著しい損傷が発生し，溶融炉心が冠水するために十分な水位がない場合，空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。
溶融炉心が冠水するために十分な水位が確保された場合は，常設低圧代替注水ポンプを停止し，その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。</td></tr>
<tr><td>溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</td><td>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全</td><td>炉心注水</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合，溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，以下の手順により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・ 充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを使用して，燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・ 充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを使用して，燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td rowspan="2">溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</td><td>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全</td><td>代替炉心注水</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合，溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。
・ 格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・ 常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。</td></tr>
<tr><td>全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失</td><td>代替炉心注水</td><td>全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失し炉心の著しい損傷が発生した場合，溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。
・ 空冷式非常用発電機により受電したＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・ 空冷式非常用発電機により受電した常設低圧代替注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は，復水タンクを使用する。

代替炉心注水に使用する補機の優先順位は，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を優先する。次に代替格納容器スプレイを行っていなければ常設低圧代替注水ポンプを使用する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">配慮すべき事項</td><td rowspan="2">優先順位</td><td>格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</td><td colspan="2">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合，格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却する手段の優先順位は，格納容器スプレイを優先し，次に代替格納容器スプレイを使用する。</td></tr>
<tr><td>溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</td><td colspan="2">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合，溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は，中央制御室からの操作により早期に運転可能な，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを用いた炉心注水を優先する。次に格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替炉心注水，充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを用いた炉心注水，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水とする。</td></tr>
<tr><td colspan="2">原子炉下部キャビティの水位監視</td><td colspan="2">溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を監視するため，格納容器へのスプレイ時は原子炉下部キャビティ水位監視装置の動作を確認する。</td></tr>
</table>

配慮すべき事項	常設低圧代替注水ポンプの注水先について	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失し炉心損傷に至った場合，常設低圧代替注水ポンプの注水先は格納容器スプレイとし，原子炉下部キャビティへ注水する。その後，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行い，炉心を冷却する。
	作業性	常設低圧代替注水ポンプの水源確保及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（9／19）

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等			
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器内にジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により水素が放出された場合に，水素爆発による格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減，水素濃度監視を行う手順等を整備する。		
対応手段等	水素濃度低減	静的触媒式水素再結合装置	炉心の著しい損傷が発生した場合，格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の動作状況を，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。直流電源が喪失した場合は，代替電源設備から給電されていることを確認後，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の指示値を確認する。
		電気式水素燃焼装置	炉心出口温度計指示が350℃に到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時に全ての高圧注入系機能が喪失した場合，電気式水素燃焼装置を速やかに起動する。全交流動力電源が喪失している場合は，空冷式非常用発電機からの給電後速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。電気式水素燃焼装置の動作状況を，電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。直流電源が喪失した場合は，代替電源設備から給電されていることを確認後，電気式水素燃焼装置動作監視装置の指示値を確認する。
	水素濃度監視	可搬型格納容器水素濃度計測装置	炉心出口温度計指示が350℃に到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時に全ての高圧注入系機能が喪失した場合，可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成を行い，可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し，計測準備ができれば格納容器内の水素濃度を計測し監視する。 全交流動力電源が喪失した場合は，空冷式非常用発電機からの給電後，可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成を行い，可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ及び可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し，計測準備ができれば格納容器内の水素濃度を測定し監視する。直流電源が喪失した場合は，代替電源設備から給電されていることを確認後，可搬型格納容器水素濃度計測装置の指示値を確認する。
配慮すべき事項	作業性		格納容器内の水素濃度監視に係る可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置等の接続作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保		全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は，代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（10／19）

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等		
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において，水素が格納容器内に放出され，格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。	
対応手段等	水素排出	非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に，アニュラス空気浄化ファンが起動し，アニュラスからアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して屋外へ排気されることを，アニュラス内圧力の低下にて確認する。 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に，アニュラス空気浄化系の弁に窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）から窒素を供給する。さらに代替電源設備である空冷式非常用発電機から給電した後，アニュラス空気浄化ファンを運転する。
	水素濃度監視	炉心の損傷を判断した場合，水素が格納容器内に放出され，格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合において，アニュラス水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度を測定し監視する。
配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は，代替電源設備によりアニュラス空気浄化設備に給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（11／19）

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等		
方針目的		使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し，又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合，貯蔵槽内燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止するため使用済燃料ピットへの注水，使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合，貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減するため使用済燃料ピットへのスプレイ，燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水，使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時，又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合，使用済燃料ピット温度が65℃を超えた場合，又は使用済燃料ピット水位がE.L.＋6.78mまで低下し，水位低下が継続する場合に，可搬型代替注水中型ポンプにより海水を使用済燃料ピットへ注水する。 使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は，注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先する。可搬型代替注水中型ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型代替注水中型ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，燃料取替用水タンク等の注水手段がなければ使用する。
	使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端以下まで低下し，かつ水位低下が継続する場合，以下の手段により，使用済燃料ピットへスプレイ又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・ 可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする。 ・ 燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により使用済燃料ピットに近づけない場合，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により海水を燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。

対応手段等	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し，又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時，常設設備である使用済燃料ピット水位計（ＡＭ），使用済燃料ピット温度計（ＡＭ）及び使用済燃料ピット状態監視カメラにより使用済燃料ピットの監視を行う。また，使用済燃料ピットの冷却機能喪失又は配管からの漏えいにより，使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合，使用済燃料ピット温度が65℃を超えた場合，又は使用済燃料ピット水位がE.L.＋6.78mまで低下し，水位低下が継続する場合に，可搬型設備である使用済燃料ピット水位計（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムを含む。）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の運搬，設置及び接続を行い，使用済燃料ピットの監視を行う。 使用済燃料ピットの監視は，常設設備により行うが，計器の計測範囲を超えた場合は，可搬型設備の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を，各計器の指示値をオーバーラップさせて監視する。全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は，使用済燃料ピット監視計器が代替電源設備から給電されていることを確認後，常設設備又は可搬型設備の指示を確認する。 使用済燃料ピット周辺線量率計は，あらかじめ複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価し，各設置場所間での関係性を把握し，指示値の傾向を確認することで使用済燃料ピット上部の空間線量率を推定する。 使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムは，使用済燃料ピット状態監視カメラの耐環境性向上のため，空気を供給し冷却を行う。
配慮すべき事項	作業性	可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水中型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。 可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる使用済燃料ピットへのスプレイに係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水中型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。 可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。
	電源確保	全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に，使用済燃料ピットの状態を監視するため，代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油は，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。燃料を補給する手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（12／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.12　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷及び格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において，大気への拡散抑制，海洋への拡散抑制により，原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。
また，原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合に，航空機燃料火災への泡消火により，火災に対応する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td rowspan="2">炉心の著しい損傷及び格納容器の破損</td><td>大気への拡散抑制</td><td>炉心出口温度350℃以上かつ格納容器エリアモニタ（高レンジ）が1×10^{5}mSv／h以上となり，格納容器へのスプレイが確認できない場合は，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水する。</td></tr>
<tr><td>海洋への拡散抑制</td><td>格納容器及びアニュラス部へ放水し，放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合は，一般排水の流路を通って海洋に流出する可能性がある箇所に，小型船舶を用いてシルトフェンス（浦底湾側）を設置するとともに，原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を行う。原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を行うことにより，若狭湾側については，海洋への放射性物質の拡散が抑制されるが，放水ピットは放水路を経由し海洋と繋がっていることから，放水口にシルトフェンス（若狭湾側）を設置する。また，一般排水の流路から流れてきた汚染水が通過することにより放射性物質を吸着する放射性物質吸着剤を付替排水路内及び埋設一般排水管の集水枡に設置する。
放射性物質を含む汚染水の海洋への拡散は，重大事故等対処設備と位置付けるシルトフェンス（浦底湾側）の設置及び原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離により抑制可能であることから，シルトフェンス（浦底湾側）の設置及び原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を優先し，多様性拡張設備と位置付けるシルトフェンス（若狭湾側）及び放射性物質吸着剤の設置は，シルトフェンス（浦底湾側）の設置完了後とする。</td></tr>
<tr><td>貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷</td><td>大気への拡散抑制</td><td>使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋5.49m）以下まで低下し，かつ水位低下が継続する場合は，以下の手段により，使用済燃料ピットへスプレイ又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。
・ 可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダにより使用済燃料ピットへ海水をスプレイする。水源は海（海水ポンプピット，１号炉取水路）を使用する。
・ 燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により使用済燃料ピットに近づけない場合は，スプレイよりも射程距離が長い可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により海水を燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</td></tr>
</table>

対応手段等	貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷	海洋への拡散抑制	燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水し，放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合は，一般排水の流路を通って海洋に流出する可能性がある箇所に，小型船舶を用いてシルトフェンス（浦底湾側）を設置するとともに，原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を行う。原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を行うことにより，若狭湾側については，海洋への放射性物質の拡散が抑制されるが，放水ピットは放水路を経由し海洋と繋がっていることから，放水口にシルトフェンス（若狭湾側）を設置する。また，一般排水の流路から流れてきた汚染水が通過することにより放射性物質を吸着する放射性物質吸着剤を敷き詰めたものを付替排水路内及び埋設一般排水管の集水枡に設置する。 放射性物質を含む汚染水の海洋への拡散は，重大事故等対処設備と位置付けるシルトフェンス（浦底湾側）の設置及び原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離により抑制可能であることから，シルトフェンス（浦底湾側）の設置及び原子炉補機冷却海水系放出ラインの隔離を優先し，多様性拡張設備と位置付けるシルトフェンス（若狭湾側）及び放射性物質吸着剤の設置は，シルトフェンス（浦底湾側）の設置完了後とする。
	航空機燃料火災への泡消火		原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲を用いて，海水に可搬型代替注水大型ポンプ内蔵の泡薬剤ポンプで泡消火薬剤を注入して航空機燃料火災へ泡消火を実施する。 可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲の準備が完了するまで多様性拡張設備である化学消防車及び水槽付消防車，並びに可搬型代替注水中型ポンプ及び小型放水砲により，アクセスルートの確保，災害対策本部要員の安全確保及び航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のために泡消火を実施する。
配慮すべき事項	操作性		放水砲による放水については，噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき，直線状にするとより遠くまで放水できるが，噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の抑制効果があることから，極力噴霧状を使用する。 格納容器の損壊箇所が確認できる場合は，放水砲の噴射位置を格納容器損壊部に調整するが，確認できない場合は格納容器頂部へ調整する。 放水砲は，最も効果的な方角から格納容器又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水する。
	作業性		可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる使用済燃料ピットへのスプレイに係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水中型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。 可搬型代替注水大型ポンプによる大気への拡散抑制又は航空機燃料火災への泡消火に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁へ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油は，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。燃料を補給する手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（13／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故の収束に必要な水源である燃料取替用水タンク，復水タンク等とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源として，海等を確保する。
設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため，代替水源から中間受槽への供給，蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給，炉心注水及び格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給，格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転，使用済燃料ピットへの水の供給，使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水並びに炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損時の原子炉格納容器及びアニュラス部への放水について手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td colspan="2">代替水源から中間受槽への供給</td><td>重大事故等の発生時において，蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための必要な水源である復水タンクが枯渇又は破損等により使用できない場合，炉心注水及び格納容器スプレイのための必要な水源である燃料取替用水タンクが枯渇又は破損等により使用できない場合，又は貯蔵槽内燃料体等の冷却に必要な使用済燃料ピットへの水の供給が必要になった場合において，２次系純水タンク等の淡水タンクからの供給，海（海水ポンプピット，１号炉取水路）を水源として可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型ホースにより中間受槽へ水を供給する。
中間受槽への供給には水質のよい淡水を優先して使用する。多様性拡張設備である２次系純水タンク等を優先して使用し，上記のタンクが使用できなければ，海を使用する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替手段及び復水タンクへの供給</td><td>復水タンクへ供給ができない場合の代替手段</td><td>重大事故等の発生時において，蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）手段の水源となる復水タンクの枯渇又は破損等が発生し，水源として使用できない場合，以下の手段により炉心を冷却する。
・ Ａ，Ｂ，Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプのうちいずれか2台から補助給水ポンプ入口へ海水を直接供給し，蒸気発生器への注水により，炉心を冷却する。なお，多様性拡張設備であるＣ原子炉補機冷却海水ポンプについては，２Ａ非常用高圧母線より受電中に限る。
・ 燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系のフィードアンドブリードにより炉心を冷却する。</td></tr>
<tr><td>復水タンクへの供給</td><td>重大事故等の発生時において，蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクへの水の供給が必要な場合，可搬型代替注水中型ポンプにより淡水又は海水を復水タンクへ供給する。
復水タンクへの水の供給の優先順位は，多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な２次系純水タンクを優先して使用する。次に，可搬型代替注水中型ポンプによる代替水源からの供給を実施する。代替水源の選択に当たっては，より水質の良い淡水を優先し，中間受槽を優先して使用する。中間受槽が使用できないと判断した場合は，海を使用する。</td></tr>
</table>

対応手段等	炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへ供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生時において，炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等が発生し，水源として使用できない場合，以下の手段により，原子炉へ注水する。 ・ 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替により，復水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水により原子炉へ注水する。 ・ 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替ができない場合は，海を水源として可搬型低圧代替注水ポンプにより，海水を中間受槽を経由して原子炉へ注水する。
		燃料取替用水タンクへの供給	重大事故等の発生時において，炉心注水中に燃料取替用水タンクへの水の供給が必要な場合，復水タンクから燃料取替用水タンクへ供給する。 燃料取替用水タンクへの水の供給の優先順位は，ほう酸水が供給可能な多様性拡張設備である１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し，次に純水である復水タンクを使用する。
	格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへ供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生時において，格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等が発生し，水源として使用できない場合，以下の手段により，格納容器へスプレイする。 ・ 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替により，復水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイにより格納容器へスプレイする。
		燃料取替用水タンクへの供給	重大事故等の発生時において，格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクへの水の供給が必要な場合，復水タンクから燃料取替用水タンクへ供給する。 燃料取替用水タンクへの水の供給の優先順位は，ほう酸水が供給可能な多様性拡張設備である１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し，次に純水である復水タンクを使用する。
	格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転		格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転において，余熱除去ポンプの故障等により，原子炉への注水機能が喪失した場合，以下の手順により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。 ・ 格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）及び余熱除去冷却器による代替再循環運転により原子炉へ注水する。 ・ 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合は，可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉補機冷却機能を回復させ，Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ高圧注入ポンプ（海水冷却），又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転により原子炉へ注水する。

対応手段等	使用済燃料ピットへの水の供給	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時，又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合，可搬型代替注水中型ポンプにより海水を使用済燃料ピットへ注水する。使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は，注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先する。可搬型代替注水中型ポンプは，使用準備に時間を要することから，あらかじめ可搬型代替注水中型ポンプ等の運搬，設置及び接続の準備を行い，燃料取替用水タンク等の注水手段がなければ使用する。
	使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレイ又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	使用済燃料ピットの大量漏えいが発生した場合は，以下の手段により使用済燃料ピットへスプレイ又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・ 可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする。 ・ 燃料取扱棟の損壊等により使用済燃料ピットに近づけない場合は，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により，海水を燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。
	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損時の原子炉格納容器及びアニュラス部への放水	炉心出口温度350℃以上かつ格納容器エリアモニタ（高レンジ）が1×10^5mSv／h以上となり，格納容器へのスプレイが確認できない場合，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水する。
配慮すべき事項	作業ルート確保	構内のアクセス状況を考慮して取水源から送水先へ可搬型ホースを布設し，移送ルートを確保する。
	切替性	当初選択した水源から送水準備が完了後，引き続き次の水源からの送水準備を開始し，最終的には海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から供給することで水の供給が中断することはなく，重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。 淡水又は海水から復水タンクへの補給操作により，継続的な蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を成立させるため，復水タンクの水量を約930m^3以上に管理する。 淡水又は海水から燃料取替用水タンクへの補給操作により，継続的な炉心注水，格納容器スプレイ，代替炉心注水及び代替格納容器スプレイを成立させるため，燃料取替用水タンクの水量を約1,860m^3以上に管理する。

配慮すべき事項	成立性	海水取水時には，ストレーナ付きの可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの取水部を，水面より低く着底しない位置に設置することで，漂流物を吸い込むことなく水を供給する。
	作業性	可搬型代替注水中型ポンプによる中間受槽又は復水タンクへの供給に係る可搬型ホース等の取付け作業が速やかにできるように，可搬型代替注水中型ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また，復水タンクと燃料取替用水タンクの境界となるディスタンスピースの取替え作業が速やかにできるように，作業場所近傍に使用工具を配備する。
	燃料補給	可搬型代替注水中型ポンプへの給油は，可搬型代替注水中型ポンプの運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側），及びタンクローリを用いて可搬型代替注水中型ポンプへの給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。重大事故等発生後7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」に示す燃料（軽油）も含め，燃料油貯蔵タンク（北側）（約39kl）及び燃料油貯蔵タンク（南側）（約39kl）を管理する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（14／19）

1.14 電源の確保に関する手順等		
方針目的	電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合においても，炉心の著しい損傷，格納容器の破損，使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，代替電源（交流），代替電源（直流），代替所内電気設備から給電するための手順等を整備する。	
対応手段等	代替電源（交流）からの給電	全交流動力電源が喪失した場合は，以下の手段により非常用交流母線及び重大事故等対処用専用電源盤へ代替電源（交流）から給電し，電圧計により受電確認する。 ・ 空冷式非常用発電機からの受電準備を行った後，空冷式非常用発電機を起動し給電する。 ・ 電源車から受電準備を行った後，電源車を起動し給電する。 代替電源の給電手順の優先順位は，空冷式非常用発電機，多様性拡張設備である後備変圧器２次側電路，多様性拡張設備である号機間電力融通ケーブル，電源車の順で使用する。
	代替電源（直流）からの給電	全交流動力電源が喪失した場合は，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）により非常用直流母線及び重大事故等対処用専用直流母線へ給電する。早期の交流動力電源の復旧見込みがない場合は，全交流動力電源喪失発生後2時間以内に，中央制御室及び隣接した電気室等で蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の不要直流負荷の切離しを実施し，非常用直流母線及び重大事故等対処用専用直流母線へ給電する。蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の電圧が低下する前までに，電源車及び充電器（重大事故等対処用）により給電する。
	代替所内電気設備による給電	所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合は，共通要因で機能を失うことがないように，少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保するために空冷式非常用発電機及び重大事故等対処用専用電源盤により，原子炉を安定状態に収束するために必要な負荷へ電力を供給する。空冷式非常用発電機が使用できない場合は，電源車及び重大事故等対処用専用電源盤によりプラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の負荷へ電力を供給する。
配慮すべき事項	負荷容量	空冷式非常用発電機の必要最大負荷は，想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる，「全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」である。上記の想定事故シーケンスにて使用する補機が機能喪失した場合に，重大事故等対処設備による代替手段を用いた場合においても空冷式非常用発電機の定格負荷容量以下となる。空冷式非常用発電機は，必要最大負荷以上の電力を確保することで，原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに，空冷式非常用発電機の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況，施設定期検査中等）に応じ，その他使用可能な負荷へ電力を供給する。 電源車は，プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の負荷へ電力を供給する。さらに，電源車の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況，施設定期検査中等）に応じ，その他使用可能な負荷へ電力を供給する。

配慮すべき事項	悪影響防止	空冷式非常用発電機，電源車により電源を給電する際，中央制御室で受電後の大型補機の自動起動を防止するため，大型補機の操作スイッチを「引ロック」又は「切」にする。 受電後の蓄電池の充電による水素発生防止のため，蓄電池室排気ファン（安全上重要な設備に供給する蓄電池）用ダンパを「開」とし，蓄電池室排気ファン（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池室排気ファン（重大事故等対処用）の起動により，蓄電池室（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池室（重大事故等対処用）の換気を行う。
	成立性	所内常設蓄電式直流電源から給電されている24時間以内に，十分な余裕を持って電源車を重大事故等対処用専用低圧母線に繋ぎ込み，給電を開始した後，充電器（重大事故等対処用）より非常用直流母線及び重大事故等対処用専用直流母線へ給電する。また，常設代替電源設備である空冷式非常用発電機についても24時間以内に十分な余裕を持って給電する。
	作業性	操作対象遮断器に対して，暗闇でも視認性があるように識別表示を行う。
	燃料補給	空冷式非常用発電機の運転開始後，直ちに燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）及び可搬型燃料給油ポンプを用いて給油する。また，電源車の運転が必要と判断した場合，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）及びタンクローリを用いて電源車への給油を実施する。その後の給油は，定格負荷運転時の給油作業着手間隔に達した場合に実施する。重大事故等発生後7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）（約628kl）を管理する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（15／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.15　事故時の計装に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">重大事故等が発生し，計測機器の故障等により，当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に，当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため，計器の故障時の対応，計器の計測範囲を超えた場合への対応，計器電源の喪失時の対応，計測結果を記録する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">監視機能の喪失</td><td>計器故障時のパラメータ推定</td><td>パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ(原子炉圧力容器内の温度，圧力及び水位，並びに原子炉圧力容器及び格納容器への注水量等)又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により,計測することが困難となった場合，以下の手段により当該パラメータを推定する。
・ 原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて，他チャンネル又は他ループの計器がある場合は，当該計器により当該パラメータを計測する。
・ パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。
○ 同一物理量で推定（温度，圧力，水位，流量，放射線量）
○ 水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注入量から推定
○ 流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定
○ 除熱状態を温度，圧力等の傾向監視により推定
○ １次冷却系からの漏えいを水位，圧力等の傾向監視により推定
○ 圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定
○ ほう素濃度と炉心の未臨界性から推定
○ 装置の動作特性により推定
○ あらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定

計器故障時,当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合，他チャンネルの計器による計測を優先し，次に他ループの計器により計測する。
重要代替パラメータ(他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を除く。）の値により推定を行う際に，推定に使用する計器が複数ある場合，より直接的なパラメータ，検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに,計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。</td></tr>
<tr><td>計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定</td><td>原子炉圧力容器内の温度，圧力及び水位，並びに原子炉圧力容器及び格納容器への注水量を監視するパラメータのうち,パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは，原子炉圧力容器内の温度と水位である。
原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合，以下の手段により原子炉施設の状態を推定する。
・ 原子炉圧力容器内の温度のパラメータである１次冷却材温度が計測範囲を超えた場合，可搬型計測器を接続し，計測する。多様性拡張設備である炉心出口温度が健全である場合は，炉心出口温度による計測を優先する。
・ 原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位が低下して計測範囲を超えた場合は，原子炉容器水位で計測する。</td></tr>
</table>

対応手段等	計器電源の喪失	計器電源の喪失時の対応	計測に必要な計器電源が喪失し監視機能が喪失した場合，以下の手段により特に重要なパラメータの計測又は監視を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等により計測に必要な計器電源が喪失した場合，空冷式非常用発電機，電源車，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池），蓄電池（重大事故等対処用）及び充電器（重大事故等対処用）等の運転により，計器へ給電する。 ・ 代替電源の供給ができない場合は，特に重要なパラメータとして，パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については，温度，圧力，水位及び流量に係るものについて，可搬型計測器を接続し計測する。ただし，可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。また，可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。 可搬型計測器による計測においては，計測対象の選定を行う際の考え方として，同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は，いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。同一の物理量について，複数のパラメータがある場合は，いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。
	記録		パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（格納容器内の温度，圧力，水位，水素濃度及び放射線量率等）は，緊急時データ伝送システム（ＳＰＤＳ），ＳＰＤＳデータ表示装置及び可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし，複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。 緊急時データ伝送システム（ＳＰＤＳ），ＳＰＤＳデータ表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は，記録容量を超える前に定期的に記録媒体に保存する。

配慮すべき事項	パラメータの選定	炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは,事象の判別を行う運転手順書の判断基準,炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件,炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準1.1～1.10,1.13,1.14のパラメータより選定する。 選定した主要パラメータ(パラメータの分類:原子炉圧力容器内の温度,圧力及び水位,原子炉圧力容器及び格納容器への注水量,格納容器内の温度,圧力,水位,水素濃度,放射線量率,未臨界の維持又は監視,最終ヒートシンクの確保,格納容器バイパスの監視,水源の確保及びアニュラス内の水素濃度等)は,以下のとおり分類する。 ・ 重要な監視パラメータ:主要パラメータのうち,耐震性,耐環境性を有し,重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。 ・ 有効な監視パラメータ:主要パラメータのうち,多様性拡張設備の計器で計測されるが,計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。 ・ 補助的な監視パラメータ:主要パラメータのうち,現場運転状態,操作スイッチ表示灯及び関連警報等により監視が可能なパラメータ及び当該パラメータなしで操作の続行が可能なパラメータをいう。 さらに,次のとおり重要代替パラメータを選定する。 ・ 重要代替パラメータ:重要な監視パラメータの代替パラメータのうち重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器(当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を含む。)及び有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。
	原子炉施設の状態把握	設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として,重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲,計器の個数等を明確化した運転手順書を整備する。
	確からしさの考慮	圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は,水が飽和状態にないとパラメータに不確かさが生じるため,計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ,複数の関連パラメータを確認し,有効な情報を得た上で推定する。 格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は,間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。 アニュラス内の水素濃度を推定する場合は,パラメータの相関関係を用いて,間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。 なお,代替パラメータによる推定に当たっては,代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源及び直流電源喪失時は，空冷式非常用発電機，電源車，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池），蓄電池（重大事故等対処用），及び充電器（重大事故等対処用）等の運転により，計器へ給電する。 給電の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（16／19）

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において，運転員等が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保，汚染の持ち込み防止に係る手順等を整備する。	
対応手段等	居住性の確保	重大事故等が発生した場合において，中央制御室にとどまる運転員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないよう，中央制御室遮蔽及び中央制御室換気空調設備の外気を遮断した閉回路循環運転モードにより，環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員等を防護するとともに，マネジメント（マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し，以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。 ・ 非常用炉心冷却設備作動信号又は中央制御室エリアモニタ指示上昇による中央制御室換気系隔離信号の発信を確認した場合，中央制御室換気空調設備の閉回路循環運転モードでの運転を確認する。全交流動力電源喪失により，中央制御室換気空調設備が閉回路循環運転モードにできない場合は，窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用）による代替空気（窒素）供給及び手動によるダンパ操作により閉回路循環運転モードの系統構成を行い，空冷式非常用発電機による給電後，中央制御室換気空調設備を運転する。 ・ 中央制御室換気空調設備が閉回路循環運転モードとなった場合，中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い，酸素濃度又は二酸化炭素濃度が制限値を満足できない場合は，発電所災害対策本部と換気のタイミングを協議し外気を取り入れる。 ・ 全交流動力電源喪失時に，中央制御室の照明が使用できない場合，可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池により照明を確保し，空冷式非常用発電機による給電後，可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源に接続し，中央制御室の照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は，多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用し，中央制御室非常用照明が使用できない場合は，可搬型照明（ＳＡ）を使用する。 ・ 炉心出口温度等により，炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合は，運転員等の内部被ばくを低減するため，発電長の指示により全面マスクを着用する。 ・ 運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため，運転本部員は本部長等と協議の上，長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。また，交代要員は運転員等の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。
	汚染の持ち込み防止	「原子力災害対策特別措置法第10条」特定事象が発生した場合に，中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため，身体の汚染検査，放射線防護具類の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。 全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は，可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池により照明を確保し，空冷式非常用発電機により給電後，可搬型照明（ＳＡ）を電源に接続し，チェンジングエリアの照明を引き続き確保する。
配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源喪失時は，空冷式非常用発電機により中央制御室換気空調設備及び可搬型照明（ＳＡ）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリア内では，現場作業を行う運転員等の身体の汚染検査を行い，汚染が確認された場合，除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合は，ウエスに染み込ませる等適切に処理した後，放射性廃棄物として廃棄する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（17／19）

1.17 監視測定等に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録するため，放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また，発電所において風向，風速その他の気象条件を測定し，及びその結果を記録するため，風向，風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。	
対応手段等	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	重大事故等が発生した場合の発電所敷地境界付近の放射線量をモニタリングポストにより監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。また，モニタリングポストが機能喪失した場合，可搬型モニタリングポストにより放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。全交流動力電源喪失時は，代替電源設備によりモニタリングポストへ給電する。給電の優先順位は，多様性拡張設備であるモニタリングポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し，空冷式非常用発電機による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。モニタリングポストの電源が喪失した状態から給電した場合，自動的に放射線量の連続測定を開始する。 「原子力災害対策特別措置法第10条」特定事象が発生した場合，原子炉施設を囲む8方位の放射線量を可搬型モニタリングポストにより監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。 重大事故等が発生した場合の放射性物質の濃度（空気中）の代替測定を可搬型放射能測定装置（可搬型ダスト・よう素サンプラ，ＮａＩシンチレーションサーベイメータ，β線サーベイメータ，ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ）により監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空気中）を測定する優先順位は，多様性拡張設備である放射能観測車を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合，可搬型放射能測定装置を使用する。 重大事故等が発生した場合の発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）における，放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）及び放射線量は，可搬型放射能測定装置及び電離箱サーベイメータにより監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。 周辺海域については，小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。
	風向，風速その他の気象条件の測定	重大事故等が発生した場合の風向，風速その他気象条件は，可搬型気象観測設備により測定し，及びその結果を記録する。風向，風速その他気象条件を測定する優先順位は，多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合，可搬型気象観測設備を使用する。
	測定頻度	重大事故が発生した場合の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については，モニタリングポスト及び可搬型モニタリングポストを用いた放射線量の連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空気中，水中，土壌中）及び海上モニタリングは，毎日1回以上とするが，測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。 重大事故等が発生した場合の風向，風速その他気象条件の測定は，気象観測設備及び可搬型気象観測設備による連続測定を行う。

配慮すべき事項	バックグラウンド低減対策	重大事故等の発生時に放射性物質の放出のおそれがある場合，モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出によりモニタリングポスト配置場所の放射線量が通常のバックグラウンドより高い場合には，周辺の汚染レベルを確認し，汚染されている場所に応じて，測定設備の除染，周辺の土壌撤去，樹木の伐採等を行い，バックグラウンドレベルを低減する。 重大事故等が発生した場合の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し，可搬型放射能測定装置が測定不能となった場合，可搬型放射能測定装置の検出器周囲を遮蔽材で囲む等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて，放射性物質の濃度を測定する。
	他の機関との連携体制	重大事故等が発生した場合における敷地外でのモニタリングについては，国，地方公共団体と連携して，策定されるモニタリング計画に従い，資機材，要員及び放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，代替電源設備によりモニタリングポストへ給電する。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（18／19）

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等		
方針目的	緊急時対策所に関し，重大事故等が発生した場合においても，重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員が緊急時対策所にとどまり，重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに，発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し，重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所災害対策本部としての機能を維持するために必要な，居住性の確保，必要な指示及び通信連絡，必要な数の要員の収容，代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。	
対応手段等	居住性の確保	重大事故等が発生した場合，緊急時対策所換気設備による放射性物質の侵入低減，緊急時対策所加圧設備による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により，重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため，以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。 ・緊急時対策所を立ち上げる場合，緊急時対策所換気設備を起動するとともに，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し，測定結果に応じ，換気率を調整する。また，プルーム放出時の緊急時対策所換気設備から緊急時対策所加圧設備への切替えに備え，緊急時対策所加圧設備の系統構成等の準備を行う。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備からの給電により，緊急時対策所換気設備を起動する。 ・「原子力災害対策特別措置法第10条」特定事象が発生した場合，緊急時対策所内へ緊急時対策所エリアモニタを，緊急時対策所付近へ可搬型モニタリングポスト（加圧判断用）を設置し，放射線量の測定を開始する。 ・可搬型モニタリングポスト（加圧判断用）が重大事故等による指示値の有意な上昇傾向や炉心損傷が生じる等，プルーム放出のおそれがあると判断した場合，パラメータの監視強化及び緊急時対策所換気設備から緊急時対策所加圧設備への切替えのための要員配置を行う。 ・格納容器からプルームが放出され，可搬型モニタリングポスト（加圧判断用）及び緊急時対策所エリアモニタが重大事故等による指示値の有意な上昇傾向となった場合，速やかに緊急時対策所換気設備を緊急時対策所加圧設備へ切り替えるとともに，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定結果に応じ，空気流入量を調整する。その後，可搬型モニタリングポスト（加圧判断用）及び緊急時対策所エリアモニタの指示値が低下し，緊急時対策所周辺から希ガス等の放射性物質の影響が減少したと判断した場合，緊急時対策所加圧設備を緊急時対策所換気設備へ切り替える。
	必要な指示及び通信連絡	重大事故等が発生した場合，重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員が，緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備により，必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し，重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに，重大事故等に対処するための対策の検討を行う。 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を，緊急時対策所に整備する。当該資料は常に最新となるように通常時から維持，管理する。 重大事故等が発生した場合，緊急時対策所の通信連絡設備により，発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備により緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。

対応手段等	必要な数の要員の収容	緊急時対策所には，重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員に加え，格納容器の破損等による工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。この要員を収容するため，以下の手順等により必要な資機材を配備するとともに，維持，管理し，放射線管理等の運用を行う。 ・ 重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員，現場作業を行う発電所災害対策本部要員等の対策要員の装備（電子式個人線量計，マスク等）を配備し，維持，管理し，重大事故等の発生時にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。 ・ 緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため，身体の汚染検査，放射線防護具類の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置するための資機材を配備し，緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。 ・ 少なくとも外部からの支援なしに1週間，活動するために必要な飲料水，食料等を備蓄し，維持，管理し，重大事故等が発生した場合は，緊急時対策所内の環境を確認した上で，飲食の管理を行う。
	代替電源（交流）からの給電	全交流動力電源喪失時は，代替電源（交流）である緊急時対策所用発電機から緊急時対策所へ給電する。 緊急時対策所用発電機は，必要に応じ，切替えを行う。
配慮すべき事項	配置	重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員と現場作業を行う発電所災害対策本部要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるように考慮する。また，この要員の収容が適切に行えるようにトイレ，休憩スペース等を整備する。
	放射線管理	チェンジングエリア内では現場作業を行う発電所災害対策本部要員等の身体の汚染検査を行い，汚染が確認された場合，スクリーニングエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合，ウエスに染み込ませる等適切に処理した後，放射性廃棄物として廃棄する。 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット近傍に可搬型エリアモニタを設置し，放射線量を監視する。放射線量が上昇した場合は，周辺に立入りを制限する等の対応を行う。 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量が上昇する等，切替えが必要となった場合，緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを待機側へ切り替え，線量に応じ，交換，保管する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，代替電源設備により緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備のうち原子炉補助建屋に設置されている機器へ給電する。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。

配慮すべき事項	燃料補給	緊急時対策所用発電機への給油は，緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクから，緊急時対策所用発電機給油ポンプにより，自動補給する。発電機運転中は，緊急時対策所用発電機給油ポンプの運転状態及び燃料油補給状況の監視を行い，正常に自動補給されていることを確認する。 重大事故等発生後7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として，緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク（44kl／基，2基）を管理する。

第5.1.1表 重大事故等対策における手順書の概要（19／19）

1.19 通信連絡に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において，発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため，発電所内の通信連絡設備，発電所外（社内外）との通信連絡設備により通信連絡を行う手順等を整備する。	
対応手段等	発電所内の通信連絡	重大事故等が発生した場合，通信設備（発電所内）により，運転員等，重大事故等対策要員及び発電所災害対策本部要員が，中央制御室，屋内外の作業場所又は緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行うために，衛星携帯電話設備，無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備を使用する。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（電池を含む。）により，これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は，多様性拡張設備である運転指令設備，電力保安通信用電話設備及び無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型，放射能観測車）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は，衛星携帯電話設備，無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備を使用する。 重大事故等が発生した場合，データ伝送設備（発電所内）により，緊急時対策所へ，重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し，パラメータを共有するために，緊急時データ伝送システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳデータ表示装置を使用する。 直流電源喪失時等，可搬型の計測器にて，炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し，その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合，現場と中央制御室との連絡には携帯型通話設備を使用し，現場又は中央制御室と緊急時対策所との連絡には衛星携帯電話設備を使用する。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（電池を含む。）により，これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は，多様性拡張設備である運転指令設備，電力保安通信用電話設備及び無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型，放射能観測車）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は，衛星携帯電話設備，無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備を使用する。

対応手段等	発電所外（社内外）との通信連絡	重大事故等が発生した場合，通信設備（発電所外）により，発電所災害対策本部要員が，緊急時対策所と本店，国，地方公共団体，その他関係機関等との間で通信連絡を行うために，衛星携帯電話設備，無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（電池を含む。）により，これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は，統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）並びに多様性拡張設備である加入電話設備，電力保安通信用電話設備，テレビ会議システム（社内）及び無線連絡設備の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は，衛星携帯電話設備を使用する。 重大事故等が発生した場合，データ伝送設備（発電所外）により，国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ，必要なデータを伝送し，パラメータを共有するために，緊急時データ伝送システム（ＳＰＤＳ）を使用する。 直流電源喪失時等，可搬型の計測器にて，炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し，その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合，緊急時対策所と本店，国，地方公共団体等との連絡には衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（電池を含む。）により，これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は，統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）並びに多様性拡張設備である加入電話設備，電力保安通信用電話設備，テレビ会議システム（社内）及び無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型，放射能観測車）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は，衛星携帯電話設備及び無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）を使用する。
配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源喪失時は，代替電源設備により，衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型），統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ），緊急時データ伝送システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳデータ表示装置へ給電する。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

第5.1.2表 重大事故等対策における操作の成立性（1／5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給	運転員等（中央制御室，現場）	4	120分
		保修対応要員	2	
	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等（現場）	2	20分
	現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.3にて整備する。		
1.3	原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給	1.2にて整備する。		
	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	1.2にて整備する。		
	現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等（現場）	4	20分
	窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等（中央制御室，現場）	4	65分
	蓄電池（重大事故等対処用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等（中央制御室，現場）	2	30分
1.4	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替炉心注水	運転員等（中央制御室，現場）	2	30分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水（運転員が系統構成する場合）	運転員等（中央制御室，現場）	3	45分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水（重大事故等対策要員のうち運転対応要員が系統構成する場合）		3	65分
	可搬型低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水	保修対応要員	6	9時間30分
		運転員等（中央制御室，現場）	3	
	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転	運転員等（中央制御室，現場）	2	10分
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	保修対応要員	4	60分
		運転員等（中央制御室，現場）	2	
	電動補助給水ポンプによる蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	保修対応要員	4	5時間10分
		運転員等（中央制御室，現場）	4	
	現場手動操作での主蒸気逃がし弁による蒸気放出	1.3にて整備する。		
	蓄圧タンクによる炉心注水	運転員等（中央制御室，現場）	2	18分

第5.1.2表 重大事故等対策における操作の成立性（2／5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.5	現場手動操作での主蒸気逃がし弁による蒸気放出	1.3にて整備する。		
	可搬型代替注水大型ポンプを用いたA，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7にて整備する。		
	可搬型代替注水大型ポンプによる補機冷却海水通水	運転員等（中央制御室，現場）	3	13時間5分
		保修対応要員	14	
1.6	A，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7にて整備する。		
	余熱除去ポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替格納容器スプレイ	運転員等（中央制御室，現場）	2	20分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（運転員が系統構成する場合）	運転員等（中央制御室，現場）	3	34分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（重大事故等対策要員のうち運転対応要員が系統構成する場合）		3	59分
	可搬型代替注水大型ポンプを用いたA，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7にて整備する。		
	可搬型低圧代替注水ポンプへの燃料補給	保修対応要員	3	105分（初回） 85分（2回目以降）
	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	保修対応要員	3	125分
1.7	A，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室，現場）	2	55分
		保修対応要員	2	
	余熱除去ポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替格納容器スプレイ	1.6にて整備する。		
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	1.6にて整備する。		
	可搬型代替注水大型ポンプを用いたA，B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室，現場）	3	13時間35分
		保修対応要員	16	
1.8	余熱除去ポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替格納容器スプレイ	運転員等（中央制御室，現場）	2	20分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（運転員が系統構成する場合）	運転員等（中央制御室，現場）	3	34分
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（重大事故等対策要員のうち運転対応要員が系統構成する場合）		3	59分
	格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
	常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水	1.4にて整備する。		

第5.1.2表 重大事故等対策における操作の成立性（3／5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.8	B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
1.9	可搬型格納容器水素濃度計測装置による水素濃度監視（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	運転員等（中央制御室，現場）	2	90分
		保修対応要員	2	
	可搬型格納容器水素濃度計測装置による水素濃度監視（全交流動力電源喪失時）	運転員等（中央制御室，現場）	2	130分
		保修対応要員	2	
1.10	代替空気（窒素）によるアニュラス空気浄化設備の運転	運転員等（中央制御室）	1	49分
		保修対応要員	2	
1.11	海（海水ポンプピット，1号炉取水路）から使用済燃料ピットへの注水	保修対応要員	6	7時間5分
	可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる使用済燃料ピットへのスプレイ	重大事故等対策要員	24	120分
	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	1.12にて整備する。		
	可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	運転員等（現場）	1	145分
		保修対応要員	2	
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への拡散抑制	重大事故等対策要員	16	8時間40分
	シルトフェンス（浦底湾側）及び原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁による海洋への拡散抑制	運転員等（中央制御室）	1	3時間45分
		重大事故等対策要員	20	
	可搬型代替注水中型ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる大気への拡散抑制	1.11にて整備する。		
	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対策要員	16	8時間40分
1.13	海（海水ポンプピット，1号炉取水路）から中間受槽への供給	保修対応要員	6	7時間40分
	原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給	1.2にて整備する。		
	海（海水ポンプピット，1号炉取水路）から復水タンクへの供給	保修対応要員	6	7時間20分
	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	運転員等（現場）	2	95分
		保修対応要員	2	

第5.1.2表 重大事故等対策における操作の成立性（4／5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	燃料取替用水タンクから代替水源への水源切替	1.4にて整備する。		
	復水タンクから燃料取替用水タンクへの供給	運転員等（現場）	2	95分
		保修対応要員	2	
	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転	1.4にて整備する。		
	可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水	1.11にて整備する。		
	使用済燃料ピットへのスプレイ	1.11及び1.12にて整備する。		
	燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	1.11及び1.12にて整備する。		
	原子炉格納容器及びアニュラス部への放水	1.12にて整備する。		
	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料補給	保修対応要員	3	110分
1.14	空冷式非常用発電機による代替電源（交流）からの給電	運転員等（中央制御室，現場）	3	18分
		保修対応要員	1	
	電源車による代替電源（交流）からの給電	運転員等（中央制御室，現場）	3	310分
		保修対応要員	4	
	受電後操作（充電器（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び充電器（重大事故等対処用）の受電操作）	運転員等（中央制御室，現場）	3	85分
		保修対応要員	2	
	受電後操作（充電器（重大事故等対処用）の受電操作）	運転員等（中央制御室，現場）	2	25分
	蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）による所内常設蓄電式直流電源からの給電	運転員等（中央制御室，現場）	2	40分
	電源車及び充電器（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電	運転員等（中央制御室，現場）	2	330分
		保修対応要員	4	
	代替所内電気設備による給電（空冷式非常用発電機）	運転員等（中央制御室，現場）	2	60分
		保修対応要員	1	
	代替所内電気設備による給電（電源車）	運転員等（中央制御室，現場）	2	310分
		保修対応要員	4	

第5.1.2表 重大事故等対策における操作の成立性（5／5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.14	空冷式非常用発電機への燃料（軽油）補給	運転員等（中央制御室，現場）	2	120分
		保修対応要員	4	
	電源車への燃料（軽油）補給	保修対応要員	3	105分
1.15	可搬型計測器による監視パラメータの計測	保修対応要員	1	60分
1.16	中央制御室非常用循環系の運転操作	運転員等（中央制御室）	1	90分
		保修対応要員	2	
1.17	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	放射線管理班	2	75分（1箇所）
	可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定	放射線管理班	2	175分（3台）
	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定	放射線管理班	4	190分（7台）
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	75分（1箇所）
	可搬型放射能測定装置による水中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	135分
	可搬型放射能測定装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	60分（1箇所）
	海上モニタリング測定	放射線管理班	2	170分（1箇所）
	可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定	放射線管理班	2	65分
1.18	緊急時対策所換気設備運転手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所エリアモニタ設置手順	放射線管理班	1	25分
	緊急時対策所加圧設備への切替手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所換気設備への切替手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの切替手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所用発電機起動手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
	緊急時対策所用発電機の切替手順	発電所災害対策本部初動要員	1	2分
1.19	－	－	－	－

第5.2.1 表 自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理（1／5）

施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
① 地 震	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉補助建屋内の機器については，設計基準地震動Ss を超える地震動に対して相応の裕度がある。 ・トンネル内の可搬型重大事故等対処設備については，Ss に対して転倒による破損は起こらない。また，Ss を一定程度超えた場合においても，転倒に至るまでには相応の裕度がある。 ・大規模地震により内部溢水が発生した場合における建屋内での溢水によるプラントへの影響は，水密化対策の高さを超える（浸水対策範囲を超える）津波事象が発生した場合と同様と考える。 ・大規模地震により内部火災が発生した場合には，期待する消火設備が機能せず，建屋内の設計基準事故対処設備等の機能が喪失する可能性がある一方で，耐火障壁により分離している区画では，1時間以上の耐火能力によって，設計基準事故対処設備等に期待できる可能性も考えられる。また，屋外に保管している可搬型重大事故等対処設備による事故緩和対応に期待できる。 ・事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆無く発生する想定とする。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・基準地震動を超える大規模な地震が発生すれば長期間の外部電源喪失が発生する可能性がある。また，設計基準事故対処設備はSs に対する十分な裕度はあるものの，地震規模によっては，非常用所内電源が喪失するとともに海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能の喪失及び補助給水機能の喪失により最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。 ・中央制御室は堅牢な建屋内にあることから，運転員（当直員）による操作機能の喪失は可能性として低いが，地震の規模によってはプラントの監視機能，制御機能が喪失する可能性がある。 ・原子炉格納容器が損傷することにより閉じ込め機能が喪失するとともに，建屋内の機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡ が発生することによりＥＣＣＳ 機能も喪失し，重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉補助建屋損傷に伴う電気盤（メタクラ，パワーセンタ等）の損傷による非常用所内電源喪失と同時に海水ポンプ等の損傷による原子炉補機冷却機能喪失となり重大事故に至る可能性がある。 ・炉内構造物の損傷により１次冷却材の流れが阻害されて２次冷却系からの除熱機能喪失となり，重大事故に至る可能性がある。 ・複数の蒸気発生器の細管が破損することにより，大規模なＬＯＣＡ が発生し，格納容器バイパスに至る可能性がある。 ・重大事故発生後，１次冷却系が高圧で維持され，かつ２次冷却系への給水がない場合には，温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）に至る可能性がある。 ・斜面崩壊，地盤の陥没等によりアクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。	【基準地震動を一定程度超える規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ 等） ・海水ポンプ ・ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御設備 ・原子炉建屋，原子炉格納容器 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器の閉じ込め機能 ・使用済燃料ピット損傷（内部溢水の評価については，津波に包含される。）	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ の同時発生 ・１次冷却材事故が発生した場合には，ＳＢＯ＋ＬＵＨＳと相まって重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉格納容器破損等により閉じ込め機能が喪失し，大規模損壊に至る可能性がある。（内部溢水の評価については，津波に包含される。）

第5.2.1 表 自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理（2／5）

施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
② 津 波	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉補助建屋内の機器に対しては，水密化を図っていることから，基準津波に対して十分な裕度がある。 ・津波の事前の予測については，施設近傍で津波が発生する可能性は低いものと判断しているが，襲来までの時間的余裕の少ない津波が発生することを想定する。 ・トンネル内の可搬型重大事故等対処設備については，基準津波（T.P.+4.4m）に対して余裕のあるE.L.7m以上の場所に分散して保管しており，事故緩和対応に期待できる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・基準津波を超える津波によるプラントへの影響については，外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失，海水ポンプが水没することによる原子炉補機冷却機能の喪失，電気盤（メタクラ，パワーセンタ等）が水没することによる非常用所内電源喪失，タービン動補助給水ポンプの機能喪失による２次冷却系除熱機能の喪失及び直流電源の喪失によるプラントの監視機能，操作機能の喪失に至る可能性がある。 ・漂流物，タンク火災等により，比較的標高が低い場所のアクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を与える可能性がある。	【基準津波を一定程度超える津波の規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ，タービン動補助給水ポンプ等の機能喪失） ・海水ポンプ ・ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御設備	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ の同時発生 ・２次冷却系からの除熱機能喪失及び安全保護系･原子炉制御機能の喪失により，大規模損壊（原子炉格納容器過温破損）へ至る可能性がある。
③ 風 （台風）	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・設計風速は，敷地付近で観測された最大瞬間風速（41.9m／s）としている。 ・事前の予測が可能であることから，飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・風（台風）による風荷重の影響については，竜巻に包含されるものと考えられる。ただし，影響は広範囲となり，断続的に長時間継続する可能性がある。 ・風速（41.9m／s）を超える風（台風）により，外部電源供給設備の損傷に伴う長期の外部電源喪失が想定される。	【41.9m／s を超える風速】 ・外部電源	・外部電源喪失

第5.2.1 表 自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理（3／5）

施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
④ 竜 巻	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・竜巻防護施設及び同施設に波及的影響を及ぼし得る施設について，最大風速100m／s の竜巻（設計竜巻の最大風速92m／s に保守性を考慮）から設定した設計荷重に対して，安全機能を損なわない設計とする。 ・可搬型重大事故等対処設備については，頑健性を有するトンネル内に保管されていることから同時に全ての機能が喪失する可能性は低い。 ・事前の予測が可能であることから，飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計竜巻を超える竜巻によるプラントへの影響については，外部電源供給設備の機能喪失に伴う長期間の外部電源喪失，飛来物により原子炉補機冷却海水ポンプが損傷することによる原子炉補機冷却機能喪失，復水タンクの機能喪失による２次冷却系からの除熱機能喪失に至る可能性がある。	【風速（100m／s） を超える竜巻】 ・外部電源 ・原子炉補機冷却海水ポンプ（ディーゼル発電機の機能喪失） ・復水タンク	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳに加え，空冷式非常用発電機の機能が喪失した場合は，格納容器過温破損に至る可能性がある。
⑤ 凍 結	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地付近で観測された最低気温は-10.9℃であり，屋外機器で凍結のおそれのあるものは保温等の凍結防止対策を設定している。 ・事前の予測が可能であることから，加温等の凍結防止対策による必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計基準を超える気温の低下が発生した場合は，外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。	【設計値の-10.9 ℃ を下回る低温】 ・外部電源	・外部電源喪失
⑥ 積 雪	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地付近で観測された積雪深さの月最大値は196cmであり，安全施設はこの実績値を考慮し，建築基準法等に基づき設計している。 ・事前の予測が可能であることから，除雪等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計を超える積雪が発生した場合は，外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。	【196cm を超える規模の積雪量】 ・外部電源	・外部電源喪失

第5.2.1 表 自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理（4／5）

施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
⑦ 落雷	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・落雷に対して，建築基準法等に基づき高さ20m を超える原子炉格納施設等へ避雷設備を設置し，避導体により接地網と接続する。接地網は，電撃に伴う構内接地系の接地電位分布を平坦化することから，落雷により安全施設の機能を損なうおそれはない。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・落雷により，外部電源供給設備の機能喪失により外部電源喪失に至る可能性がある。 ・直撃雷よる原子炉補器冷却海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能の喪失に至る可能性がある。 ・設計想定以上の雷サージにより，機器が誤作動する可能性がある。	【設計想定以上の規模の雷サージ】 ・外部電源 ・原子炉補機冷却海水ポンプ（ディーゼル発電機の機能喪失） ・安全保護系・原子炉制御設備	・外部電源喪失 ・ＥＣＣＳ誤起動等 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・全交流動力電源喪失
⑧ 火山の影響	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地において想定される降下火砕物の堆積厚さは10cmとしている。 ・事前の予測が可能であることから，降下火砕物の除去等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計を超える降下火砕物が発生した場合は，外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。	【堆積厚さ10cm を超える規模の降下火砕物】 ・外部電源	・外部電源喪失
⑨ 生物学的事象	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・生物学的事象（クラゲ等の発生）に対して，原子炉補機冷却海水設備に除塵機能を設けている。また，原子炉補機冷却海水系に影響を与える場合には，運転手順により発電所を安全に停止できる運用としている。 ・ネズミ等の小動物が，屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短絡，地絡事象の原因となり得るが，ケーブル貫通部等の開口部には小動物が侵入しない対策を施している。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計を超える生物学的事象が発生した場合，原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失することによる原子炉補機冷却機能喪失に至る可能性がある。	【海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の襲来】 ・原子炉補機冷却海水ポンプ（ディーゼル発電機の機能喪失）	・原子炉補機冷却機能喪失

第5.2.1 表 自然災害11事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理（5／5）

自然災害の重畳	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
⑩ 森林火災	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・想定した森林火災に対して，評価上必要とされる幅の防火帯を確保している。 ・森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分にあることから，予防散水する等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・外部送電線等の機能喪失による外部電源喪失に至る可能性がある。	【防火帯を越えるような森林火災】 ・外部電源	・外部電源喪失
⑪ 隕石	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉格納容器は，相当程度の構造強度を有する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・大型航空機の衝突同様，プラントに与える影響が広範囲となる。	【広範囲に影響を及ぼす規模の隕石】 ・大型航空機の衝突と同様	・大型航空機の衝突と同様

第5.2.2 表 自然災害の重畳事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理

自然災害の重畳	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
大規模地震と大規模津波の重畳	【影響評価に当たっての考慮事項及び設計基準を超える場合の影響評価】 ・大規模地震による影響に対する対策である重大事故等対策（水源確保等）が，大規模津波による影響によって遅れる可能性がある。 ・斜面崩壊，地盤の陥没，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等によるプラント状態の把握，給電，注水 ・ホイールローダ等によるアクセスルート仮復旧	【基準地震動及び基準津波を一定程度超える規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ，タービン動補助給水ポンプ等の機能喪失） ・海水ポンプ ・ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御設備 ・原子炉建屋，原子炉格納容器 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器の閉じ込め機能 ・使用済燃料ピット損傷	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ の同時発生 ・１次冷却材事故が発生した場合には，ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ と相まって重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉格納容器破損等により閉じ込め機能が喪失し，大規模損壊に至る可能性がある。 ・２次冷却系からの除熱機能喪失及び安全保護系・原子炉制御機能の喪失により，大規模損壊（原子炉格納容器過温破損） へ至る可能性がある。
積雪と火山の影響との重畳	【影響評価に当たっての考慮事項及び設計基準を超える場合の影響評価】 ・積雪と火山の影響（降下火砕物）が重畳した場合においても，事前の予測が可能であることから，人員を確保して除雪及び降下火砕物の除去等の対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。 ・積雪と火山の影響（降下火砕物）との重畳は，火山の影響での評価に包絡される。	【196cm を超える規模の積雪及び堆積厚さ10cmを超える規模の降下火砕物】 ・外部電源	・外部電源喪失

第 5.2.3 表　大規模損壊へ至る可能性のある大規模自然災害

大規模自然災害	大規模損壊へ 至るイベント	発生する可能性のある 重大事故	発生する可能性のある 設計基準事故等
① 地震	・原子炉建屋，原子炉格納容器損傷 ・蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損) ・原子炉補助建屋損傷 ・複数の信号系損傷 ・使用済燃料ピット損傷	・大破断ＬＯＣＡ を上回る規模のＬＯＣＡ ・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗 ・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗 ・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗 ・ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ失敗 ・原子炉補機冷却機能喪失＋大破断ＬＯＣＡ(ＣＶ過圧破損) ・全交流動力電源喪失＋ＬＯＣＡ ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ(補助給水失敗) ・過渡事象＋補助給水失敗(炉内構造物損傷) ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ（ＬＯＣＡ なし）	・大破断ＬＯＣＡ ・外部電源喪失
② 津波	・複数の信号系損傷	・原子炉補機冷却機能喪失(ＳＢＯ)＋補助給水失敗･原子炉補機冷却機能喪失(ＳＢＯ)＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ ・原子炉補機冷却機能喪失(ＳＢＯ)(ＲＣＰシールＬＯＣＡ なし)	・外部電源喪失
③ 風（台風）	なし	なし	・外部電源喪失
④ 竜巻	・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳに加え，竜巻によって空冷式非常用発電機の機能が喪失した場合，格納容器過温破損に至る可能性がある。	・全交流動力電源喪失 ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳ	・外部電源喪失
⑤ 凍結	なし	なし	・外部電源喪失
⑥ 積雪	なし	なし	・外部電源喪失
⑦ 火山の影響	なし	なし	・外部電源喪失
⑧ 落雷	なし	・原子炉補機冷却機能喪失 ・全交流動力電源喪失	・外部電源喪失 ・ＥＣＣＳ誤起動等
⑨ 生物学的事象	なし	・原子炉補機冷却機能喪失	なし
⑩ 森林火災	なし	なし	・外部電源喪失
⑪ 隕石	大型航空機の衝突と同様		

第 5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（1／2）

対応操作		内容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
電源の確保	空冷式非常用発電機による給電	・　全交流動力電源が喪失した場合に，空冷式非常用発電機を用いて必要な負荷へ電力を供給する。	・ 第3項，4項 (1.14)
	号機間電力融通による給電	・　全交流動力電源が喪失した場合に，多様な号機間電力融通手段により必要な負荷へ電力を供給する。	
	電源車による給電	・　全交流動力電源が喪失し，空冷式非常用発電機が使用できない場合に，電源車を用いて必要な負荷へ電力を供給する。	
	代替所内電源による給電	・　所内電気設備の2系統が同時に機能喪失した場合に，代替所内電気設備により必要な負荷へ電力を供給する。	
	電源車及び充電器（重大事故等対処用）による給電	・　直流電源が喪失している場合に，電源車及び充電器（重大事故等対処用）を用いて必要な直流負荷へ電力を供給する。	
	可搬型計測器の取付け操作	・　電源機能が喪失し，監視パラメータの計測が不能となった場合に，可搬型計測器を取付け，必要なパラメータを計測する。	・ 第3項，4項 (1.2) ・(1.15)
炉心損傷の緩和	蒸気発生器への給水操作	・　直流電源が喪失した場合に，工具を用いてタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ給水する。 ・　復水タンクが損傷し，機能が喪失した場合に，原子炉補機冷却海水ポンプにより水源を確保し，蒸気発生器へ給水する。 ・　タービン動補助給水ポンプが使用不能な場合は，可搬型代替注水中型ポンプにより蒸気発生器へ給水する。	・ 第3項，4項 (1.2)，(1.3)，(1.4)，(1.5)
	１次冷却系の冷却，減圧操作	・　制御用空気が喪失した場合に，主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ポンプ出口流量調節弁の現場ハンドルを手動操作することにより１次冷却系を冷却，減圧する。 ・　加圧器逃がし弁を代替駆動源（代替ＩＡ，蓄電池（重大事故対処用））により操作し，１次冷却系を減圧する。	・ 第3項，4項 (1.2)，(1.3) (1.5)
	原子炉への注水操作	・　原子炉冷却材喪失等発生時において，設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等）が機能喪失した場合を想定し，多様な炉心注水手段により，原子炉へ冷却水を注水する。	・ 第3項，4項 (1.4)，(1.8)
原子炉格納容器の破損緩和	原子炉格納容器内雰囲気の冷却，減圧操作	・　炉心損傷発生時に，原子炉格納容器の破損を緩和するため，多様な手段により原子炉格納容器へ注水し，損傷炉心を冠水させる。 ・　設計基準事故対処設備（格納容器スプレイ）による原子炉格納容器の冷却が不能な場合に，多様な手段により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器内雰囲気を減圧する。 ・　可搬型代替注水大型ポンプにより海水を冷却水として格納容器再循環ユニットへ直接供給し，原子炉格納容器内雰囲気を冷却する。	・ 第3項，4項 (1.5)，(1.6) (1.7)，(1.8)
	水素爆発による原子炉格納容器破損防止操作	・　炉心が損傷し，大量の水素が原子炉格納容器内に放出される可能性がある場合に，水素爆発を抑制するため電気式水素燃焼装置を起動する。（長期的に発生する水素については静的触媒式水素再結合装置により低減） ・　原子炉格納容器内の水素濃度を可搬型事故後サンプリング設備により測定する。	・ 第3項，4項 (1.9)
	原子炉建屋等の水素爆発防止操作	・　アニュラス部の水素濃度，放出放射能量を低減するため，代替ＩＡによりアニュラス空気浄化系の弁を開とし，アニュラス空気浄化設備を起動する。	・ 第3項，4項 (1.10)

第 5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（2／2）

対応操作		内容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
使用済燃料ピット水位維持及び燃料体の損傷緩和	使用済燃料ピット漏えい時の水補給操作	・ 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失した場合に，多様な手段により使用済燃料ピットへ水補給する。 ・ 使用済燃料ピットからの冷却水の漏えいを抑制する。	・ 第3項，4項 （1.11）
	使用済燃料ピット漏えい時のスプレイ操作	・ 「使用済燃料ピット漏えい時の水補給操作」による水補給を実施しても使用済燃料ピットの水位が維持できない大量の漏えいが発生した場合に，可搬型代替注水中型ポンプ又は消防自動車，使用済燃料ピットスプレイヘッダにより使用済燃料ピットへスプレイし，燃料損傷を緩和し，臨界を防止する。	
放射性物質の放出低減	敷地外への放射性物質の拡散防止操作	・ 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損，又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合に，敷地外への放射性物質の拡散を抑制するため，可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲により，原子炉格納容器又は燃料取扱棟の漏えい箇所へ放水する。また，放水による汚染水が海洋に流出し，拡散することを抑制するため，原子炉施設から海洋へ流出する箇所にシルトフェンス（浦底湾側）及び原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁を設置するとともに，放水口にシルトフェンス（若狭湾側）を設置し，汚染水が流れる一般排水の流路に放射性物質吸着剤を設置する。	・ 第3項，4項 （1.11），（1.12）
水源の確保	中間受槽への水補給操作	・ 海等の多様な手段を取水源として，可搬型ポンプにより中間受槽へ水補給を行う。	・ 第3項，4項 （1.13）
	復水タンクへの水補給操作	・ 復水タンクの水位が低下した場合，中間受槽，海等の多様な手段を取水源として，可搬型ポンプにより給水する。 ・ 燃料取替用水タンクの水位が低下した場合，復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給を行う。	
大規模火災への対応	可搬型代替注水大型ポンプによる消火活動	・ 大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突による火災が発生した場合に，可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲及び泡消火設備により消火活動を実施する。 なお，準備を実施している間は化学消防車等により，原子炉建屋への延焼防止，アクセスルートの消火活動を実施する。	・ 第2項 ・第3項，4項 （1.12）
	可搬型設備による消火活動	・ 大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突による火災が発生した場合に，可搬型代替注水中型ポンプ等により，原子炉建屋への延焼防止，アクセスルートの消火活動を実施する。	・第2項 ・第3項，4項 （1.12）
その他	原子炉停止操作	・ 原子炉の自動トリップ失敗時，ＡＴＷＳ緩和設備が動作しない場合に，現場にて原子炉を停止させる。	・（1.1）
	アクセスルート確保	・ 大規模損壊発生時に予想される火災の消火活動，法面崩壊による土砂の撤去活動，建屋の損壊によるがれき等の撤去活動について，事故対応に必要な箇所へのアクセスルートを確保するため優先的に実施する。	・ 第1項，2項
	燃料給油	・ 可搬型重大事故等対処設備への給油を実施する。	・ 第1項

第 5.2.5 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク※１ 主蒸気逃がし弁	１次冷却系のフィードアンドブリード	充てん／高圧注入ポンプ※６	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			高圧注入ポンプ※６	
			加圧器逃がし弁	
			燃料取替用水タンク	
			余熱除去ポンプ※６※７	
			余熱除去冷却器※７	
			Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※４	
			蓄電池（重大事故等対処用）（加圧器逃がし弁用）※３	
			窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）※３	
	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク※１	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	電動主給水ポンプ	
			蒸気発生器水張ポンプ	
			脱気器タンク	
	復水タンク		Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※６※８	
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※６※８	
			電動補助給水ポンプ※６※８	
			タービン動補助給水ポンプ※８	
			蒸気発生器	
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁	
サポート系故障時	タービン動補助給水ポンプ ・ 全交流動力電源喪失 ・ 直流電源喪失	ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			タービン動補助給水ポンプ起動入口弁（手動）	
	電動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失		空冷式非常用発電機※５	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※１０	
			可搬型燃料給油ポンプ※１０	
	主蒸気逃がし弁 ・ 全交流動力電源喪失 ・ 直流電源喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）※３	
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）※３	
			主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサ※３	
	監視機能（事故時監視計器）の喪失	監視機能の回復	**可搬型計測器**※９	大規模損壊時に対応する手順
－	－	推定，監視及び制御	加圧器水位計※２※４	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
			蒸気発生器水位計（広域）※２※３	
			蒸気発生器水位計（狭域）※２※３	
			補助給水流量計※２	
			復水タンク水位計※２	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：保有水の喪失を想定する。補給手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：直流電源喪失も含めた対応手順は，「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※４：手順は，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※５：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※６：ディーゼル発電機等により給電する。
※７：１次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却に使用するものである。
※８：蒸気発生器へ海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※９：手順は，「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※１０：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.6表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）（1／4）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク※１ 主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード※２	加圧器逃がし弁	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			充てん／高圧注入ポンプ※３	
			高圧注入ポンプ※３	
			燃料取替用水タンク	
			B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※５	
	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク※１	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動主給水ポンプ	
			蒸気発生器水張ポンプ	
			脱気器タンク	
	復水タンク		A，B原子炉補機冷却海水ポンプ※３※４	
			C原子炉補機冷却海水ポンプ※３※４	
			電動補助給水ポンプ※３※４	
			タービン動補助給水ポンプ※４	
			蒸気発生器	
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁	
	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※３	
			タービン動補助給水ポンプ	
			復水タンク	
			蒸気発生器	
			電動主給水ポンプ	
			蒸気発生器水張ポンプ	
			脱気器タンク	
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	
			タービンバイパス弁	
		加圧器補助スプレイ	加圧器補助スプレイ弁	
			充てん／高圧注入ポンプ	
			充てんポンプ	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：保有水の喪失を想定する。補給手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※３：ディーゼル発電機等により給電する。
※４：蒸気発生器へ海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※５：手順は，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第5.2.6表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）（2／4）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
サポート系故障時	タービン動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失	ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）※1	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			タービン動補助給水ポンプ起動入口弁（手動）※1	
	電動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失		空冷式非常用発電機※2	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※3	
			可搬型燃料給油ポンプ※3	
	主蒸気逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）	
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）	
			主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサ	
	加圧器逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失		窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	
			蓄電池（重大事故等対処用）	

※1：タービン動補助給水ポンプ起動手順は，「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※2：代替電源設備より電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.6表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）（3／4）
（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止	－	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順

第5.2.6表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）（4／4）
（蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
蒸気発生器伝熱管破損	－	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			加圧器逃がし弁	
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－		主蒸気逃がし弁	
			加圧器逃がし弁	

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（1／9）
（運転中の１次冷却材喪失時におけるフロントライン系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
１次冷却材喪失が発生している場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク※１	代替炉心注水（ａ）	充てんポンプ	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※２	
				常設低圧代替注水ポンプ※２	
				燃料取替用水タンク	
				復水タンク	
				電動消火ポンプ	
				ディーゼル駆動消火ポンプ	
				消防自動車	
				ろ過水タンク	
				可搬型低圧代替注水ポンプ※３	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側）※４	
				タンクローリ※４	
				Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※２	大規模損壊時に対応する手順
				Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※２	
		余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 格納容器再循環サンプ余熱除去ポンプ側隔離弁	代替再循環運転	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※２※６	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				格納容器再循環サンプ※６	
				格納容器再循環サンプスクリーン※６	
				余熱除去冷却器※６	
		格納容器再循環サンプスクリーン	炉心注水※５	充てん／高圧注入ポンプ※２	
				高圧注入ポンプ※２	
				燃料取替用水タンク	
			代替炉心注水※５	（ａ） 余熱除去ポンプ，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ，燃料取替用水タンク機能喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様。	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：燃料取替用水タンクの破損，枯渇時の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：ディーゼル発電機等により給電する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプにより炉心注水する場合は，中間受槽を使用する。中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。
手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※４：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給に使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※５：格納容器再循環ユニットで格納容器冷却を行う。格納容器再循環ユニットによる格納容器の冷却手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※６：余熱除去冷却器機能喪失の場合は，健全側の余熱除去冷却器等により代替再循環運転を行う。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（2／9）
（運転中の１次冷却材喪失時におけるサポート系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
１次冷却材喪失が発生している場合	サポート系故障時	全交流動力電源※１	代替炉心注水（ａ）	常設低圧代替注水ポンプ	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				空冷式非常用発電機※１	
				燃料取替用水タンク	
				復水タンク	
				Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	
				Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）	
				ディーゼル駆動消火ポンプ	
				消防自動車	
				ろ過水タンク	
				可搬型低圧代替注水ポンプ※２	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※３※６	
				タンクローリ※３	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	
			代替再循環運転（ｂ）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）※５	
				Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）※５	
				格納容器再循環サンプ	
				格納容器再循環サンプスクリーン	
				空冷式非常用発電機※１	
				可搬型代替注水大型ポンプ	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※３※６	
				タンクローリ※３	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	
		原子炉補機冷却設備	代替炉心注水	（ａ） 全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様。	
				電動消火ポンプ	
			代替再循環運転※４	（ｂ） 全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環運転に用いる設備と同様。	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：可搬型低圧代替注水ポンプにより炉心注水する場合は，中間受槽を使用する。中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※４：格納容器再循環ユニットで格納容器冷却を行う。手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※５：海水による代替補機冷却の手順は，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※６：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（3／9）
（溶融デブリが原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
1次冷却材喪失が発生している場合	溶融デブリが原子炉圧力容器に残存する場合	－	格納容器水張り（格納容器スプレイ，代替格納容器スプレイ）※4	格納容器スプレイポンプ※1	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順
				余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※1	
				常設低圧代替注水ポンプ※1	
				燃料取替用水タンク	
				復水タンク	
				電動消火ポンプ	
				ディーゼル駆動消火ポンプ	
				消防自動車	
				ろ過水タンク	
				可搬型低圧代替注水ポンプ※2	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側）※3	
				タンクローリ※3	
				Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※1	大規模損壊時に対応する手順
				Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※1	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：可搬型低圧代替注水ポンプにより炉心注水又は格納容器スプレイする場合は，中間受槽を使用する。中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給に使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4：格納容器再循環ユニットで格納容器冷却を行う。手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（4／9）
（運転中の１次冷却材喪失が発生していない場合のフロントライン系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
１次冷却材喪失が発生していない場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※１	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				タービン動補助給水ポンプ	
				復水タンク	
				蒸気発生器	
				電動主給水ポンプ	
				蒸気発生器水張ポンプ	
				脱気器タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※３	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
				タンクローリ※４	
			蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				タービンバイパス弁	
			蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ※１※２※５	
				復水タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※３※５	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
				タンクローリ※４	

※１：ディーゼル発電機等により給電する。
※２：蒸気発生器へ注水する手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※３：可搬型代替注水中型ポンプにより蒸気発生器へ給水する場合は中間受槽を使用し，中間受槽への供給は淡水である２次系純水タンク，ろ過水タンク又は原水タンクを使用する。使用可能な淡水がない場合は，海水を使用する。なお，蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンにより排水を行う。
※４：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は，主蒸気ドレンラインを使用する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（5／9）
（運転中の１次冷却材喪失が発生していない場合のサポート系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
１次冷却材喪失が発生していない場合	サポート系故障時	全交流動力電源※１ 原子炉補機冷却設備	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※２	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				空冷式非常用発電機※１	
				タービン動補助給水ポンプ	
				復水タンク	
				蒸気発生器	
				可搬型代替注水中型ポンプ※３	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※４※６	
				タンクローリ※４	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	
			蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）	
			蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ※２※５	
				空冷式非常用発電機※１	
				復水タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※３※５	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※４※６	
				タンクローリ※４	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：蒸気発生器へ注水する手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※３：可搬型代替注水中型ポンプにより蒸気発生器へ給水する場合は中間受槽を使用し，中間受槽への供給は淡水である２次系純水タンク，ろ過水タンク又は原水タンクを使用する。使用可能な淡水がない場合は，海水を使用する。なお，蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンにより排水を行う。
※４：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は，主蒸気ドレンラインを使用する。
※６：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（6／9）
（運転停止中のフロントライン系故障時（1／2））

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
運転停止中の場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※１	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				高圧注入ポンプ※１	
				燃料取替用水タンク	
				蓄圧タンク※１	
			代替炉心注水	充てんポンプ	
				燃料取替用水タンク（重力注水）	
				格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※１※５	
				常設低圧代替注水ポンプ※１※６	
				燃料取替用水タンク	
				復水タンク	
				電動消火ポンプ	
				ディーゼル駆動消火ポンプ	
				消防自動車	
				ろ過水タンク	
				可搬型低圧代替注水ポンプ※２※６	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側）※３	
				タンクローリ※３	
				Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※１	大規模損壊時に対応する手順
				Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※１	
			代替再循環運転	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※１※４	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				格納容器再循環サンプ※４	
				格納容器再循環サンプスクリーン※４	
				余熱除去冷却器※４	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：ディーゼル発電機等により給電する。
※２：可搬型低圧代替注水ポンプにより炉心注水する場合は，中間受槽を使用する。中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給に使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※４：余熱除去冷却器機能喪失の場合は，健全側の余熱除去冷却器等により代替再循環運転を行う。
※５：余熱除去冷却器機能喪失の場合は，健全側の格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）により代替注水を行う。
※６：Ｂ余熱除去冷却器機能喪失の場合に代替注水可能。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（7／9）
（運転停止中のフロントライン系故障時（2／2））

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
運転停止中の場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※1	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				タービン動補助給水ポンプ	
				復水タンク	
				蒸気発生器	
				電動主給水ポンプ	
				蒸気発生器水張ポンプ	
				脱気器タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※2	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※4	
				タンクローリ※4	
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
				タービンバイパス弁	
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ※1※3※5	
				復水タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※2※5	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※4	
				タンクローリ※4	

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：可搬型代替注水中型ポンプにより蒸気発生器へ給水する場合は中間受槽を使用し，中間受槽への供給は淡水である2次系純水タンク，ろ過水タンク又は原水タンクを使用する。使用可能な淡水がない場合は，海水を使用する。なお，蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンにより排水を行う。
※3：蒸気発生器へ注水する手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※4：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は，主蒸気ドレンラインを使用する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（8／9）
（運転停止中のサポート系故障時（1／2））

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
運転停止中の場合	サポート系故障時	全交流動力電源※１	代替炉心注水（ｃ）	燃料取替用水タンク（重力注水）	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				蓄圧タンク	
				常設低圧代替注水ポンプ	
				空冷式非常用発電機※１	
				燃料取替用水タンク	
				復水タンク	
				Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	
				Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）	
				ディーゼル駆動消火ポンプ	
				消防自動車	
				ろ過水タンク	
				可搬型低圧代替注水ポンプ※２	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※３※６	
				タンクローリ※３	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	
			代替再循環運転※４（ｄ）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）※５	
				格納容器再循環サンプ	
				格納容器再循環サンプスクリーン	
				空冷式非常用発電機※１	
				可搬型代替注水大型ポンプ	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※３※６	
				タンクローリ※３	
				可搬型燃料給油ポンプ※６	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：可搬型低圧代替注水ポンプにより炉心注水する場合は，中間受槽を使用する。中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※４：格納容器再循環ユニットで格納容器冷却を行う。手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※５：海水による代替補機冷却の手順は，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※６：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.7表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）（9／9）
（運転停止中のサポート系故障時（2／2））

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
運転停止中の場合	サポート系故障時	全交流動力電源※1 原子炉補機冷却設備	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
				空冷式非常用発電機※1	
				タービン動補助給水ポンプ	
				復水タンク	
				蒸気発生器	
				可搬型代替注水中型ポンプ※2	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※3※6	
				タンクローリ※3	
				可搬型燃料給油ポンプ※6	
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）	
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ※4	
				空冷式非常用発電機※1	
				復水タンク	
				可搬型代替注水中型ポンプ※2※4	
				燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※3※6	
				タンクローリ※3	
				可搬型燃料給油ポンプ※6	
		原子炉補機冷却設備	代替炉心注水	（c） 運転停止中の全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様。	
				電動消火ポンプ	
			代替再循環運転※5	（d） 運転停止中の全交流動力電源喪失時の対応手段のうち再循環運転に用いる設備と同様。	

※1：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：可搬型代替注水中型ポンプにより蒸気発生器へ給水する場合は中間受槽を使用し，中間受槽への供給は淡水である2次系純水タンク，ろ過水タンク又は原水タンクを使用する。使用可能な淡水がない場合は，海水を使用する。なお，蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は，蒸気発生器ブローダウンにより排水を行う。
※3：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は，主蒸気ドレンラインを使用する。
※5：格納容器再循環ユニットで格納容器冷却を行う。手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※6：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.8表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.5）（1／2）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
フロントライン系故障時	原子炉補機冷却海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※1	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			タービン動補助給水ポンプ	
			復水タンク	
			蒸気発生器	
			電動主給水ポンプ	
			蒸気発生器水張ポンプ	
			脱気器タンク	
			可搬型代替注水中型ポンプ※2	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※3	
			タンクローリ※3	
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）※4	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			タービンバイパス弁	
			所内用空気圧縮機	
		格納容器内自然対流冷却	A，B格納容器再循環ユニット※6	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			可搬型代替注水大型ポンプ※6	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA））※6	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※5	
			タンクローリ※5	
		代替補機冷却	可搬型代替注水大型ポンプ（補機冷却海水通水）※7	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※5	
			タンクローリ※5	

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：手順は，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※5：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※6：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※7：可搬型代替注水大型ポンプにより補機冷却海水を通水する補機は，「B高圧注入ポンプ，B余熱除去ホンプ，B制御用空気圧縮機」である。

第5.2.8表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.5）（2／2）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
サポート系故障時	全交流動力電源※１	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	タービン動補助給水ポンプ※２	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			電動補助給水ポンプ※２	
			空冷式非常用発電機※１	
			復水タンク	
			蒸気発生器	
			可搬型代替注水中型ポンプ※３	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※４※８	
			タンクローリ※４	
			可搬型燃料給油ポンプ※８	
		蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）※２	
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）※２	
			主蒸気逃がし弁空気供給コンプレッサ※２	
			Ｂ制御用空気圧縮機（海水冷却）	
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※５	
			タンクローリ※５	
		格納容器内自然対流冷却	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット※６	
			可搬型代替注水大型ポンプ※６	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））※６	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※５	
			タンクローリ※５	
		代替補機冷却	可搬型代替注水大型ポンプ（補機冷却海水通水）※７	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※５	
			タンクローリ※５	

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※３：手順は，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※４：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※６：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※７：可搬型代替注水大型ポンプにより補機冷却海水を通水する補機は，「Ｂ高圧注入ポンプ，Ｂ余熱除去ホンプ，Ｂ制御用空気圧縮機」である。
※８：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.9表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）（1／4）
（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
フロントライン系故障時	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水タンク※１	格納容器内自然対流冷却	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット※２	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却水ポンプ※２※３	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却水冷却器※２	
			原子炉補機冷却水サージタンク※２	
			窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）※２	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※２※３	
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※２※３	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））※２	
			Ａ，Ｂ格納容器再循環ファン	
		代替格納容器スプレイ	余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※３	
			常設低圧代替注水ポンプ※３	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※４	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※５	
			タンクローリ※５	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※３	大規模損壊時に対応する手順
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※３	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：補給手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：ディーゼル発電機等により給電する。
※４：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給に使用する。

第5.2.9表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）（2／4）
（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
サポート系故障時	全交流動力電源※１ 原子炉補機冷却設備	格納容器内自然対流冷却	可搬型代替注水大型ポンプ※２	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※３	
			タンクローリ※３	
			Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット※２	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））※２	
		代替格納容器スプレイ	常設低圧代替注水ポンプ	
			空冷式非常用発電機※１	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）	
			よう素除去薬品タンク	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※４	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※３※５	
			タンクローリ※３	
			可搬型燃料給油ポンプ※５	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。
※４：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.9表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）（3／4）
（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
フロントライン系故障時	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水タンク※１	格納容器内自然対流冷却	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット※２	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却水ポンプ※２※３	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却水冷却器※２	
			原子炉補機冷却水サージタンク※２	
			窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）※２	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※２※３	
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※２※３	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））※２	
		代替格納容器スプレイ	余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※３	
			常設低圧代替注水ポンプ※３	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※４	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※５	
			タンクローリ※５	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※３	大規模損壊時に対応する手順
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※３	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：補給手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：ディーゼル発電機等により給電する。
※４：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給に使用する。

第5.2.9表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）（4／4）
（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
サポート系故障時	全交流動力電源※１ 原子炉補機冷却設備	格納容器内自然対流冷却	可搬型代替注水大型ポンプ※２	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※３	
			タンクローリ※３	
			Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット※２	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ））※２	
		代替格納容器スプレイ	常設低圧代替注水ポンプ	
			空冷式非常用発電機※１	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）	
			よう素除去薬品タンク	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※４	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※３※５	
			タンクローリ※３	
			可搬型燃料給油ポンプ※５	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。
※４：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※５：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.10表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.7）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器内自然対流冷却	A，B格納容器再循環ユニット	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順
			A，B原子炉補機冷却水ポンプ※1	
			A，B原子炉補機冷却水冷却器	
			原子炉補機冷却水サージタンク	
			窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	
			A，B原子炉補機冷却海水ポンプ※1	
			C原子炉補機冷却海水ポンプ※1	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA））	
		格納容器スプレイ	格納容器スプレイポンプ※1	
			燃料取替用水タンク	
		代替格納容器スプレイ	余熱除去ポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）※1	
			常設低圧代替注水ポンプ※1	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※2	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※3	
			タンクローリ※3	
			A，B原子炉補機冷却海水ポンプ※1	大規模損壊時に対応する手順
			C原子炉補機冷却海水ポンプ※1	
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	格納容器内自然対流冷却	A，B格納容器再循環ユニット	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA））	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※3	
			タンクローリ※3	
		代替格納容器スプレイ	常設低圧代替注水ポンプ	
			空冷式非常用発電機※4	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※2	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※3※5	
			タンクローリ※3	
			可搬型燃料給油ポンプ※5	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.11表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.8）（1／2）
（原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器スプレイ	格納容器スプレイポンプ※１	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料取替用水タンク	
		代替格納容器スプレイ	余熱除去ポンプ（ＲＨＲ－ＣＳＳタイライン使用）※１	
			常設低圧代替注水ポンプ※１	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※２	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※３	
			タンクローリ※３	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※１	大規模損壊時に対応する手順
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※１	
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	代替格納容器スプレイ	常設低圧代替注水ポンプ	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			空冷式非常用発電機※４	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※２	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※３※５	
			タンクローリ※３	
			可搬型燃料給油ポンプ※５	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：ディーゼル発電機等により給電する。
※２：可搬型低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水をスプレイする。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※４：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーセル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.11表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.8）（2／2）
（溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※1	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 大規模損壊時に対応する手順
			高圧注入ポンプ※1	
			余熱除去ポンプ※1	
			燃料取替用水タンク	
		代替炉心注水	格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）※1	
			常設低圧代替注水ポンプ※1	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			充てんポンプ	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※2	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※3	
			タンクローリ※3	
			A，B原子炉補機冷却水海水ポンプ※1	大規模損壊時に対応する手順
			C原子炉補機冷却水海水ポンプ※1	
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	代替炉心注水	B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			常設低圧代替注水ポンプ	
			空冷式非常用発電機※4	
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ※2	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（ディーゼル発電機用）※3※5	
			タンクローリ※3	
			可搬型燃料給油ポンプ※5	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：可搬低圧代替注水ポンプは，中間受槽を経由し淡水若しくは海水を注水する。手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4：代替電源設備により電源を確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.12表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
－	－	水素濃度低減	静的触媒式水素再結合装置	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			静的触媒式水素再結合装置動作監視装置※1	
			電気式水素燃焼装置※1	
			電気式水素燃焼装置動作監視装置※1	
			空冷式非常用発電機※2	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※4	
			可搬型燃料給油ポンプ※4	
		水素濃度監視	可搬型格納容器水素濃度計測装置※1	
			可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ※1	
			可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置※1	
			空冷式非常用発電機※2	
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※3※4	
			タンクローリ※3	
			可搬型燃料給油ポンプ※4	
			窒素ボンベ（可搬型格納容器水素濃度計測装置用）	
			ガス分析計	

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2.13 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.10）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
－	－	水素排出	アニュラス空気浄化ファン※１	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			アニュラス空気浄化フィルタユニット	
			窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	
			空冷式非常用発電機※２	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※５	
			可搬型燃料給油ポンプ※５	
		水素濃度監視	アニュラス水素濃度計測装置※１	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			空冷式非常用発電機※２	
			可搬型格納容器水素濃度計測装置※３	
			可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ※３	
			可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置※３	
			窒素ボンベ（可搬型格納容器水素濃度計測装置用）※３	
			可搬型代替注水大型ポンプ※３	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※４※５	
			タンクローリ※４	
			可搬型燃料給油ポンプ※５	
			格納容器エリアモニタ（高レンジ）※１	
			排気筒ガスモニタ（高レンジ）	

※１：ディーゼル発電機等により給電する。
※２：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は，「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。
※４：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※５：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.14表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.11）（1／3）
（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時，
又は使用済燃料ピットの小規模な漏えい発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時	使用済燃料ピットポンプ 使用済燃料ピット冷却器 又は 燃料取替用水ポンプ 燃料取替用水タンク ２次系補給水ポンプ ２次系純水タンク	淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	燃料取替用水ポンプ	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料取替用水タンク※１	
			２次系補給水ポンプ	
			２次系純水タンク※１	
			１次系補給水ポンプ	
			１次系純水タンク※１	
		消火設備による使用済燃料ピットへの注水	電動消火ポンプ	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			ろ過水タンク	
		中間受槽から使用済燃料ピットへの注水	可搬型代替注水中型ポンプ※２	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（北側）※３	
			タンクローリ※３	
		海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から使用済燃料ピットへの注水	可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
			タンクローリ※３	

※１：水頭圧を利用して使用済燃料ピットへ注水する。
※２：使用済燃料ピットへ注水する際の中間受槽への補給手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※４：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

第5.2.14表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.11）（2／3）
（使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時	－	使用済燃料ピットへのスプレイ	可搬型代替注水中型ポンプ※１	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			使用済燃料ピットスプレイヘッダ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※２	
			タンクローリ※２	
			消防自動車	
		燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	可搬型代替注水大型ポンプ	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※３	
			タンクローリ※３	
		使用済燃料ピットからの漏えい抑制	ガスケット材 ガスケット接着剤 ステンレス鋼板 補修材 吊り降ろしロープ	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：可搬型代替注水中型ポンプにより使用済燃料ピットへスプレイする場合は，海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から取水する。
※２：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.2.14表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.11）（3／3）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
重大事故等時における使用済燃料ピットの監視	－	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位計（AM）※1	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			使用済燃料ピット水位計（広域）※1 （使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む）	
			使用済燃料ピット温度計（AM）※1	
			使用済燃料ピット周辺線量率計※1	
			使用済燃料ピット状態監視カメラ※1	
			空冷式非常用発電機※2	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※3	
			可搬型燃料給油ポンプ※3	
			使用済燃料ピット水位計	
			使用済燃料ピット温度計	
			使用済燃料ピット区域エリアモニタ	

※1：ディーゼル発電機等により給電する。
※2：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。
※3：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.15表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.12）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損	－	大気への拡散抑制	**常設低圧代替注水ポンプ**	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料取替用水タンク	
			復水タンク	
			B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
			消防自動車	
			ろ過水タンク	
			可搬型低圧代替注水ポンプ	
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※3	
			タンクローリ※3	
貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷		大気への拡散抑制	可搬型代替注水中型ポンプ※1※4	
			使用済燃料ピットスプレイヘッダ※1	
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※2※3	
			タンクローリ※2※3	
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損 貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷		海洋への拡散抑制	シルトフェンス（浦底湾側）	
			小型船舶	
			原子炉補機冷却海水系放出ライン隔離弁※5	
			空冷式非常用発電機※6	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※7	
			可搬型燃料給油ポンプ※7	
			シルトフェンス（若狭湾側）	
			放射性物質吸着剤	
原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災	－	航空機燃料火災への泡消火	可搬型代替注水大型ポンプ	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※3	
			タンクローリ※3	
		初期対応における延焼防止処置	化学消防車	
			水槽付消防車	
			可搬型代替注水中型ポンプ	
			小型放水砲	
			中間受槽	
			ろ過水タンク	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※2	
			タンクローリ※2	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※1：手順は，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※2：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4：可搬型代替注水中型ポンプによりスプレイする場合は，海（海水ポンプピット，1号炉取水路）から取水する。
※5：ディーゼル発電機等により給電する。
※6：代替電源設備により電源確保する。手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※7：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）（1／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
代替水源から中間受槽への供給	復水タンクの枯渇又は破損等 燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等 使用済燃料ピットの枯渇又は破損等	淡水タンクから中間受槽への供給	中間受槽※１	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			２次系純水タンク	
			原水タンク	
			ろ過水タンク	
	燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等	海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から中間受槽への供給	中間受槽※１	
			可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※２	
			タンクローリ※２	
蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給	復水タンクの枯渇又は破損等	復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替	２次系純水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			電動補助給水ポンプ	
			タービン動補助給水ポンプ	
		復水タンクから脱気器タンクへの水源切替	脱気器タンク	
			電動主給水ポンプ	
			蒸気発生器水張ポンプ	
		原子炉補機冷却海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給※３	Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ	
			電動補助給水ポンプ	
			タービン動補助給水ポンプ	
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ	
		１次冷却系のフィードアンドブリード※３	燃料取替用水タンク	
			充てん／高圧注入ポンプ	
			高圧注入ポンプ	
			加圧器逃がし弁	
			Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※４	大規模損壊時に対応する手順
			窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）※５	
			蓄電池（重大事故等対処用）※５	
		復水タンクから代替水源への水源切替※４	中間受槽※１	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※２	
			タンクローリ※２	
	復水タンクの枯渇	２次系純水タンクから復水タンクへの供給	２次系純水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			２次系補給水ポンプ	
		中間受槽から復水タンクへの供給	中間受槽※１	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側）※６	
			タンクローリ※２	
		海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から復水タンクへの供給	可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※２	
			タンクローリ※２	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：水源の確保に必要である中間受槽については，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」でのみ記載することとする。
※２：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：手順は，「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※４：手順は，「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※５：手順は，「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※６：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）（2／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等	燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替	１次系純水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			１次系補給水ポンプ	
			ほう酸タンク	
			ほう酸ポンプ	
			充てん／高圧注入ポンプ	
			充てんポンプ	
		燃料取替用水タンクからろ過水タンクへの水源切替※１	ろ過水タンク	
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			常設低圧代替注水ポンプ※２	
			空冷式非常用発電機※３	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※４	
			可搬型燃料給油ポンプ※４	
		燃料取替用水タンクから代替水源への水源切替※１	中間受槽※５	
			可搬型低圧代替注水ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側）※６	
			タンクローリ※６	
			常設低圧代替注水ポンプ※２	大規模損壊時に対応する手順
			空冷式非常用発電機※３	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※４	
			可搬型燃料給油ポンプ※４	
			Ａ，Ｂ原子炉補機冷却海水ポンプ※２	
			Ｃ原子炉補機冷却海水ポンプ※２	
	燃料取替用水タンクの枯渇	１次系純水タンク水及びほう酸タンク水の混合による燃料取替用水タンクへの供給	１次系純水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			１次系補給水ポンプ	
			ほう酸タンク	
			ほう酸ポンプ	
		２次系純水タンクから使用済燃料ピット経由による燃料取替用水タンクへの供給	２次系純水タンク	
			２次系補給水ポンプ	
			使用済燃料ピット	
			使用済燃料ピットポンプ	
		復水タンクから燃料取替用水タンクへの供給	復水タンク	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：手順は，「1.4　原子炉冷却材バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※２：ディーゼル発電機等により給電する。
※３：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５：水源の確保に必要である中間受槽については，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」でのみ記載することとする。
※６：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）（3／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクの枯渇又は破損等	燃料取替用水タンクからろ過水タンクへの水源切替※1	ろ過水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			常設低圧代替注水ポンプ※2	
			空冷式非常用発電機※3	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※4	
			可搬型燃料給油ポンプ※4	
		燃料取替用水タンクから代替水源への水源切替※1	中間受槽※5	
			可搬型低圧代替注水ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側）※6	
			タンクローリ※6	
			常設低圧代替注水ポンプ※2	大規模損壊時に対応する手順
			空冷式非常用発電機※3	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※4	
			可搬型燃料給油ポンプ※4	
			A，B原子炉補機冷却海水ポンプ※2	
			C原子炉補機冷却海水ポンプ※2	
	燃料取替用水タンクの枯渇	１次系純水タンク水及びほう酸タンク水の混合による燃料取替用水タンクへの供給	１次系純水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			１次系補給水ポンプ	
			ほう酸タンク	
			ほう酸ポンプ	
		２次系純水タンクから使用済燃料ピット経由による燃料取替用水タンクへの供給	２次系純水タンク	
			２次系補給水ポンプ	
			使用済燃料ピット	
			使用済燃料ピットポンプ	
		復水タンクから燃料取替用水タンクへの供給	復水タンク	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※1：手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
※2：ディーゼル発電機等により給電する。
※3：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：水源の確保に必要である中間受槽については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」でのみ記載することとする。
※6：可搬型低圧代替注水ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）（4／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転	余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ	代替再循環運転※1	格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）※２，※３	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			余熱除去冷却器※３	
			格納容器再循環サンプ※３	
			格納容器再循環サンプスクリーン※３	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却設備		Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）	
			格納容器再循環サンプ	
			格納容器再循環サンプスクリーン	
			空冷式非常用発電機※４	
			可搬型代替注水大型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側），（ディーゼル発電機用）※５，※６	
			タンクローリ※５	
			可搬型燃料給油ポンプ※６	

※１：手順は，「1.4　原子炉冷却材バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※２：ディーゼル発電機等により給電する。
※３：Ａ又はＢ余熱除去冷却器機能喪失の場合は，健全側の余熱除去冷却器等により代替再循環運転を行う。
※４：代替電源設備により電源確保する。手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※６：空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。燃料補給の手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.13）（5／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
使用済燃料ピットへの水の供給	使用済燃料ピットポンプ 使用済燃料ピット冷却器 又は 燃料取替用水タンク 燃料取替用水ポンプ ２次系純水タンク ２次系補給水ポンプ	淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水※１	燃料取替用水タンク	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料取替用水ポンプ	
			２次系純水タンク	
			２次系補給水ポンプ	
			１次系純水タンク	
			１次系補給水ポンプ	
		消火設備による使用済燃料ピットへの注水※１	ろ過水タンク	発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			電動消火ポンプ	
			ディーゼル駆動消火ポンプ	
		中間受槽から使用済燃料ピットへの注水※１	中間受槽※２	
			可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側）※３	
			タンクローリ※３	
		海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から使用済燃料ピットへの注水※１	可搬型代替注水中型ポンプ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
			タンクローリ※４	
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレイ又は燃料取扱棟（貯蔵槽内燃料体等）への放水	－	使用済燃料ピットへのスプレイ※５	可搬型代替注水中型ポンプ※６	
			使用済燃料ピットスプレイヘッダ	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
			タンクローリ※４	
			消防自動車	
		使用済燃料ピットへの放水※５	可搬型代替注水大型ポンプ※６	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
			タンクローリ※４	
原子炉格納容器及びアニュラス部への放水	－	原子炉格納容器及びアニュラス部への放水※７	可搬型代替注水大型ポンプ※６	
			放水砲	
			燃料油貯蔵タンク（北側），（南側）※４	
			タンクローリ※４	

◎太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１：手順は，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※２：水源の確保に必要である中間受槽については，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」でのみ記載することとする。
※３：可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給には，燃料貯蔵タンク（北側）を使用する。燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※４：可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）を使用する。可搬型代替注水中型ポンプの燃料補給の手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給の手順は，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※５：手順は，「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」及び「1.12　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。
※６：海（海水ポンプピット，１号炉取水路）から取水する。
※７：手順は，「1.12　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.14）（1／3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
交流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	代替電源（交流）からの供給	空冷式非常用発電機	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※1，2	
			可搬型燃料給油ポンプ※1	
			後備変圧器２次側電路	
			号機間電力融通ケーブル	
			電源車	
			タンクローリ※2	
			ディーゼル発電機（１号炉）	
			軽油貯蔵タンク（１号炉）※3	

※1：空冷式非常用発電機の燃料補給に使用する。
※2：電源車の燃料補給に使用する。
※3：ディーゼル発電機（１号炉）の燃料補給に使用する。

第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.14）（2／3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
直流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	代替電源（直流）の供給	蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）※２	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			蓄電池（重大事故等対処用）※２	
	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失），蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の枯渇		電源車	
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※１	
			タンクローリ※１	
			充電器（重大事故等対処用）	

※１：電源車の燃料補給に使用する。
※２：全交流動力電源喪失後2時間以内に不要直流負荷の切離しを実施し，非常用直流母線及び重大事故等対処用専用直流母線負荷に対し給電を行う。

第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.14）（3／3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書の分類
所内電気設備機能喪失	所内電気設備	代替所内電気設備による電源供給	空冷式非常用発電機	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順 発電所災害対策本部にて使用する手順 大規模損壊時に対応する手順
			燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）※1，2	
			可搬型燃料給油ポンプ※1	
			重大事故等対処用専用電源盤	
			電源車	
			タンクローリ※2	

※1：空冷式非常用発電機の燃料補給に使用する。
※2：電源車の燃料補給に使用する。

第5.2.18表　大規模損壊時の発電所災害対策本部初動要員の力量管理について

要 員	必要な任務	力 量
初動本部要員 （全体指揮者及び プラント統括管理者）	・発電所における災害対策活動の実施	・設備，系統の知識（事故状況の把握や処置判断ができること） ・事故時の対応操作（処置判断等を行い，指揮（指示，命令等）が行えること）
初動本部要員 （通報連絡者）	・発電所における災害対策活動の実施	・設備，系統の知識（通報連絡等の任務が行えること） ・事故時の対応操作（通報連絡等の任務が行えること）
運転員（当直） 重大事故等対策要員 （運転対応要員）	・災害状況の把握 ・事故拡大防止に必要な運転上の措置 ・事故対応時の個別作業	・設備，系統の知識（事故状況の把握や処置判断，操作手順を理解していること） ・事故時の対応操作（処置判断等を行い，指揮（指示，命令等）が行えること，又は運転操作が行えること）
重大事故等対策要員 （上記以外の要員）	・事故対応時の個別作業	・設備，系統の知識（操作手順を理解していること（設備，資機材の設置位置等を含む）） ・事故時の対応操作（役割に応じた対応操作ができること）

（１）自然災害の収集

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を選定するため，国内外の基準等で示されている自然災害を参考に55事象を収集

⇩

（２）海外文献等を参考とした自然災害の選定基準の検討

海外文献や国内で検討されている評価手法を参考に以下の選定基準を検討

・基準Ａ：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない
・基準Ｂ：事象の進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することで，排除できる
・基準Ｃ：プラントの設計上，考慮された事象と比較して，設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又は原子炉施設の安全性が損なわれることがない
・基準Ｄ：影響が他の事象に包絡される

⇩

（３）プラントの安全性に影響を与える可能性のある自然災害の選定

選定基準に基づくスクリーニングにより，以下の11事象をプラントの安全性に影響を与える可能性のある外部事象として選定

① 地震
② 津波
③ 風（台風）
④ 竜巻
⑤ 凍結
⑥ 積雪
⑦ 落雷
⑧ 火山の影響
⑨ 生物学的事象
⑩ 森林火災
⑪ 隕石

⇩

（４）自然災害11事象の規模の想定

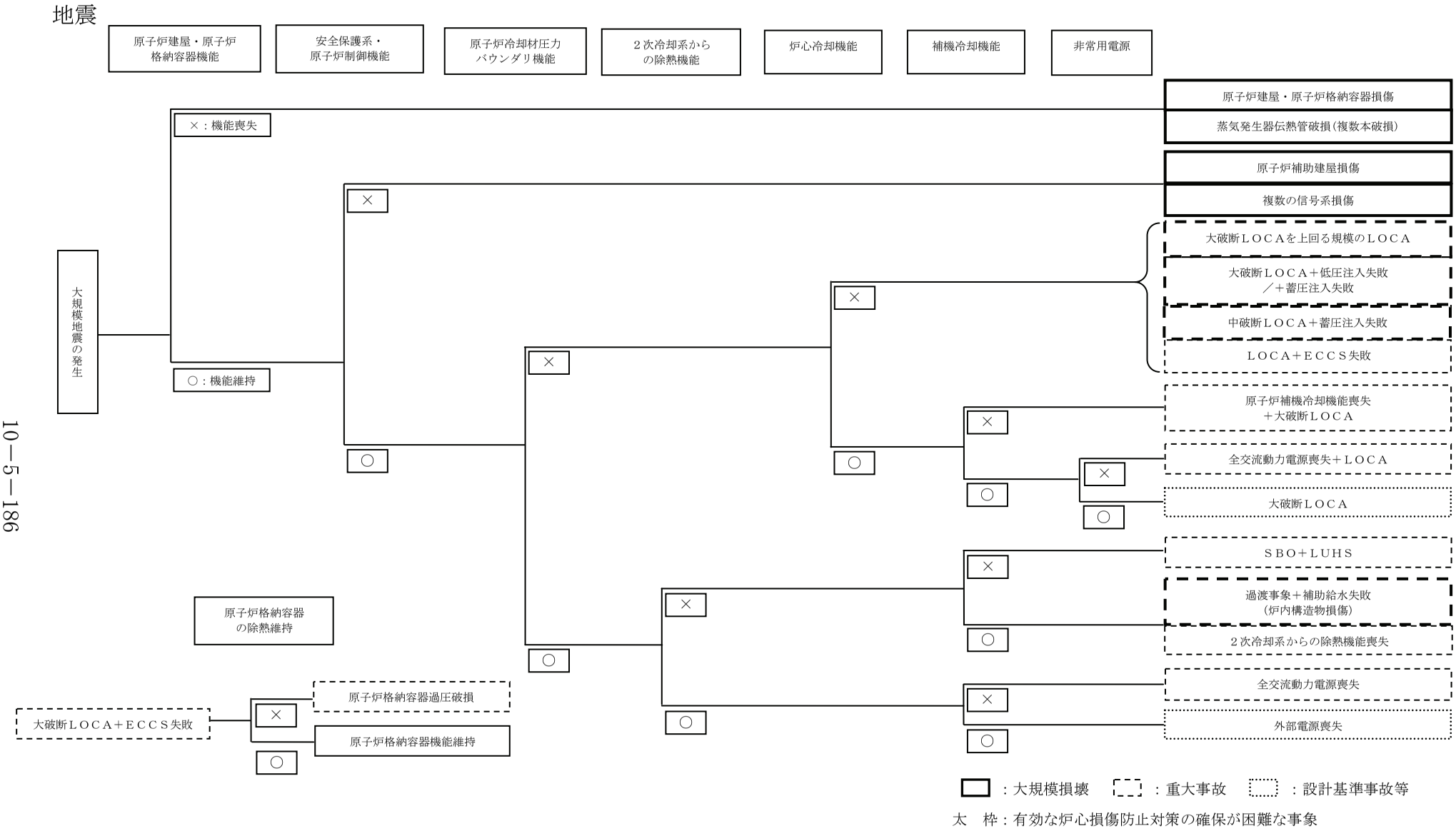
抽出した自然災害11事象について，プラントの安全性に影響を与えるような規模として，設計基準等を超える規模を想定する。

⇩

（５）大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討

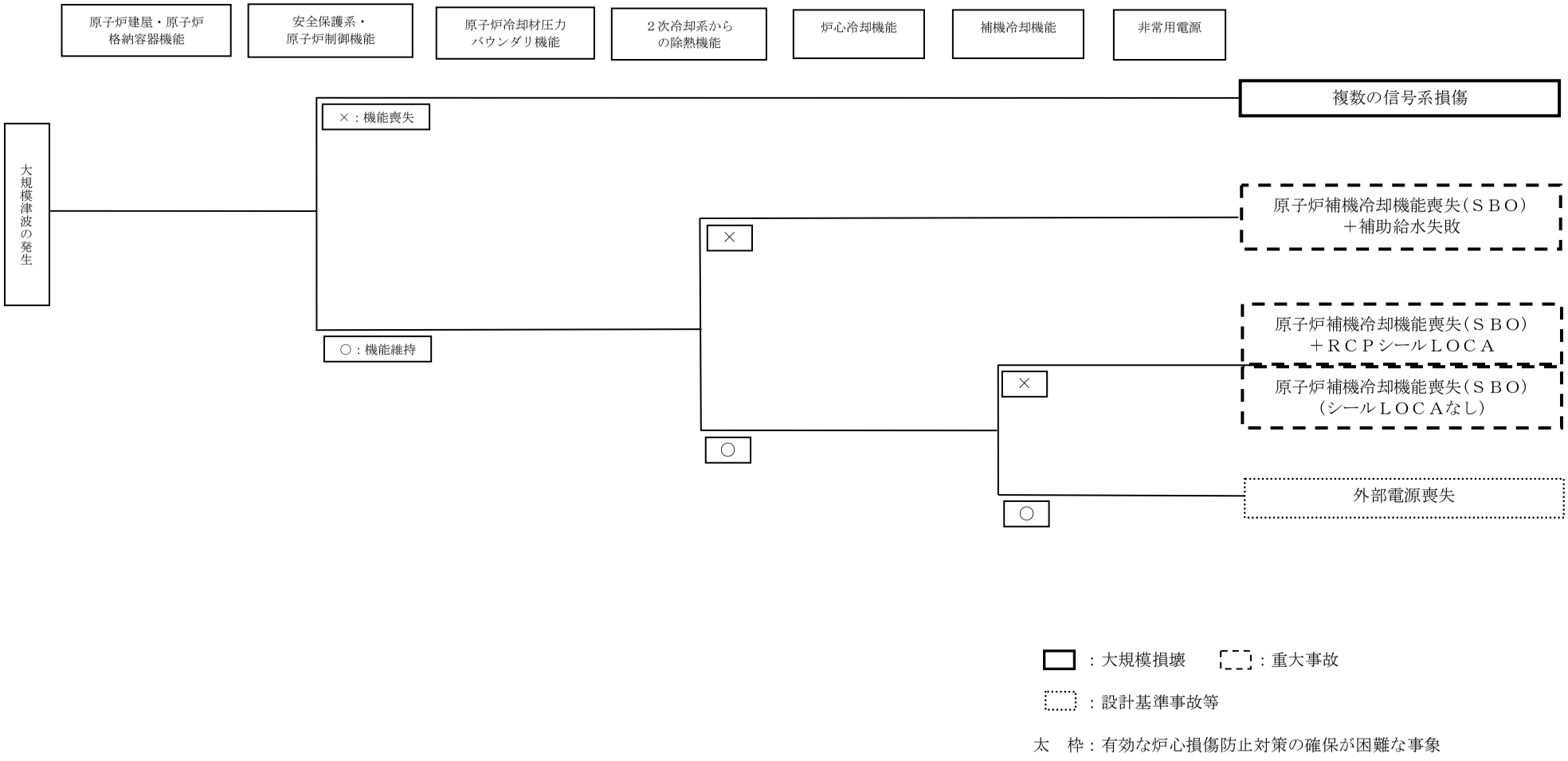
想定規模を踏まえて，自然災害11事象が与えるプラントへの影響等について個別に整理し，大規模損壊へ至る可能性のある自然災害を検討する。

第5.2.1図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要



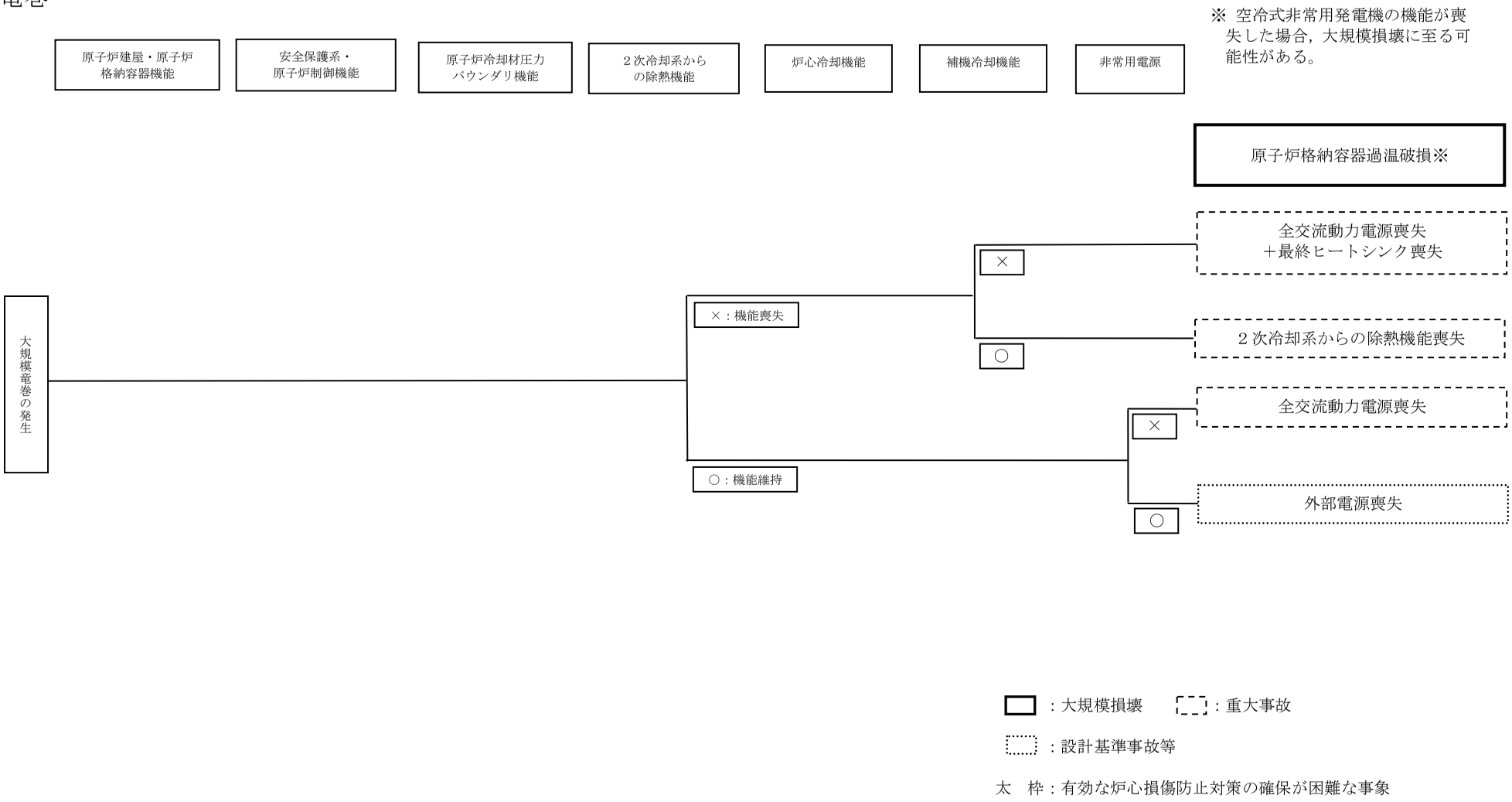
第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（1／7）

津波



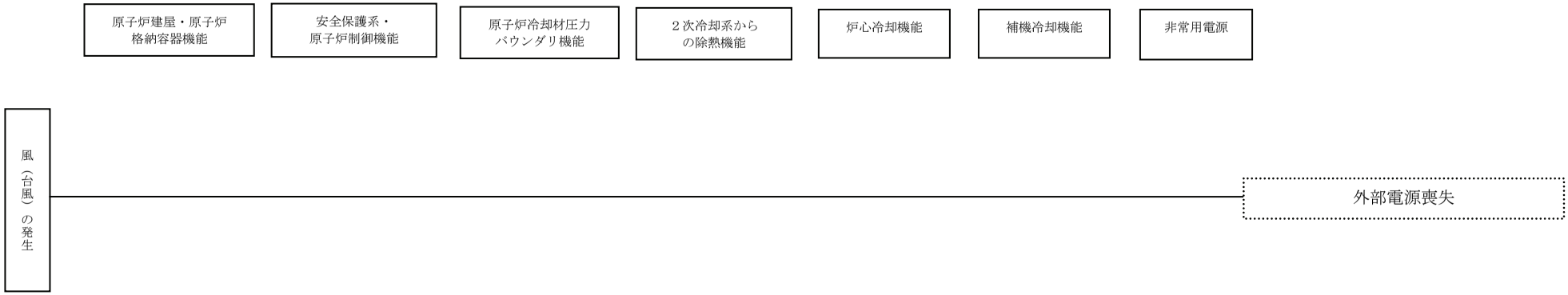
第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（2／7）

竜巻

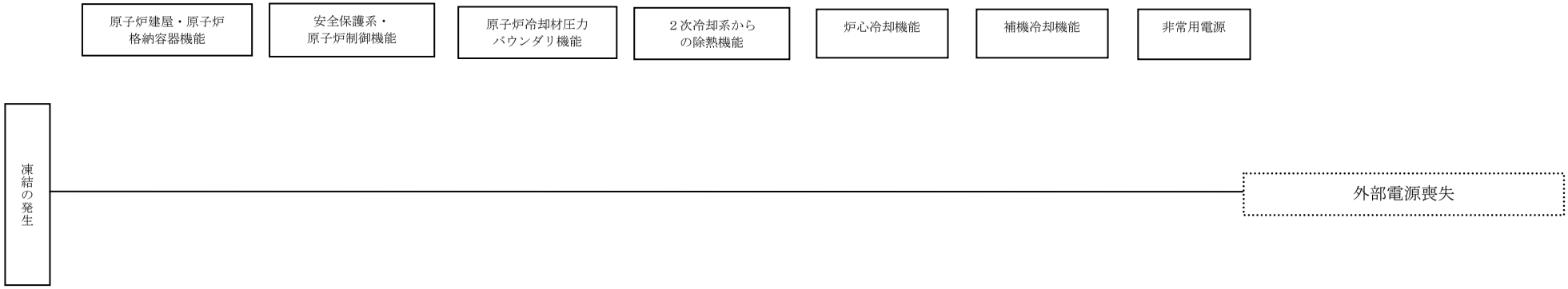


第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（3／7）

風（台風）



凍結



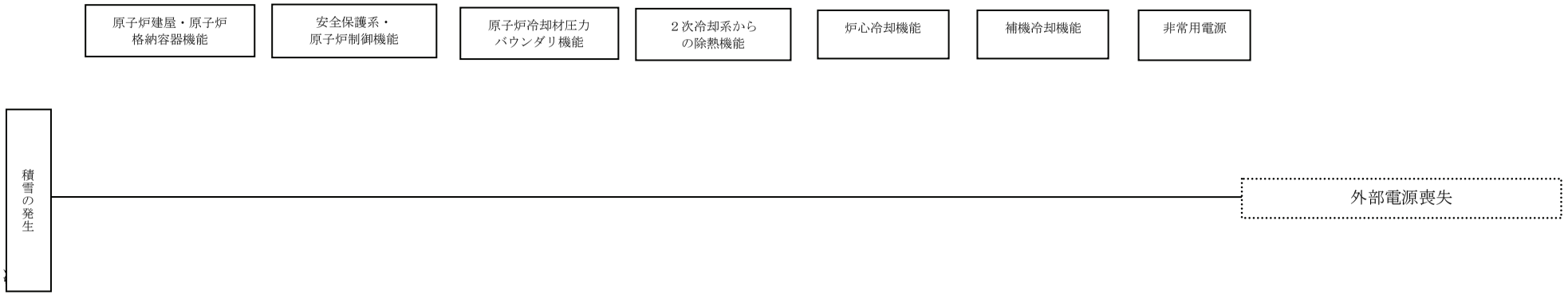
：大規模損壊　：重大事故

：設計基準事故等

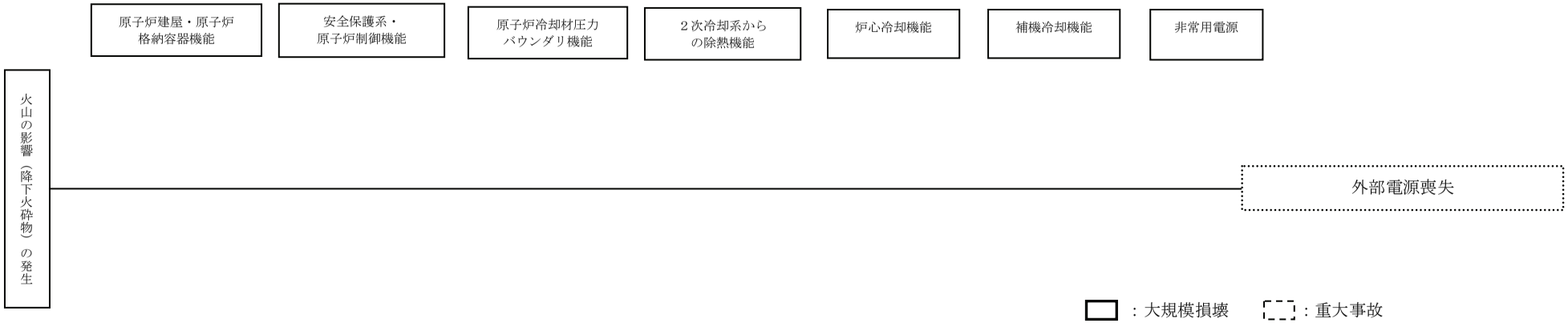
太　枠：有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事象

第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（4／7）

積雪



火山の影響



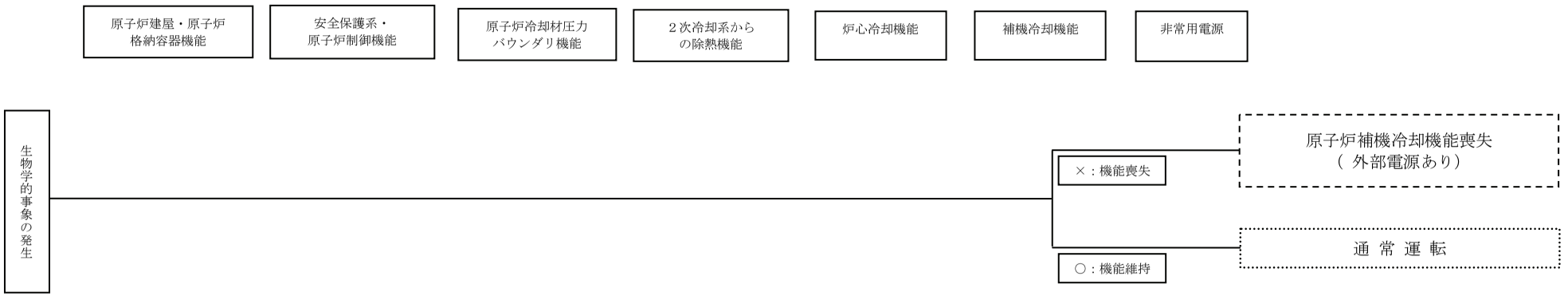
：大規模損壊　：重大事故

：設計基準事故等

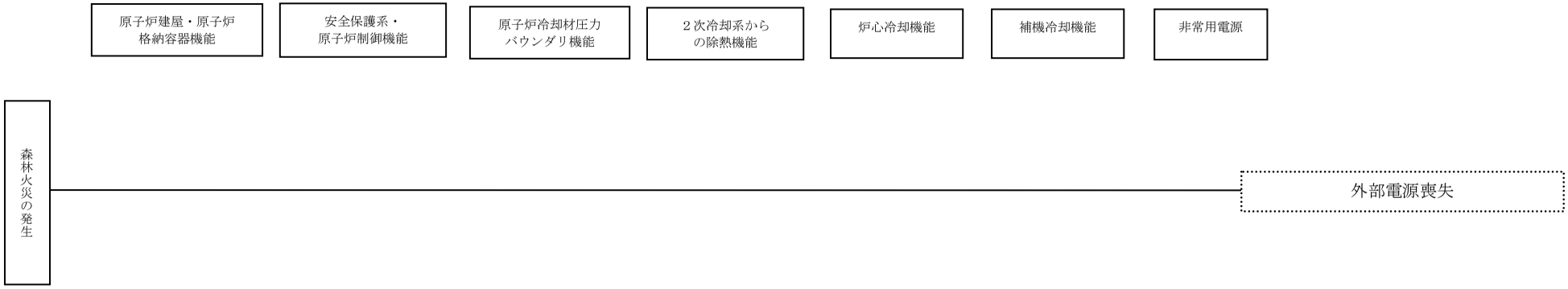
太　枠：有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事象

第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（5／7）

生物学的事象



森林火災



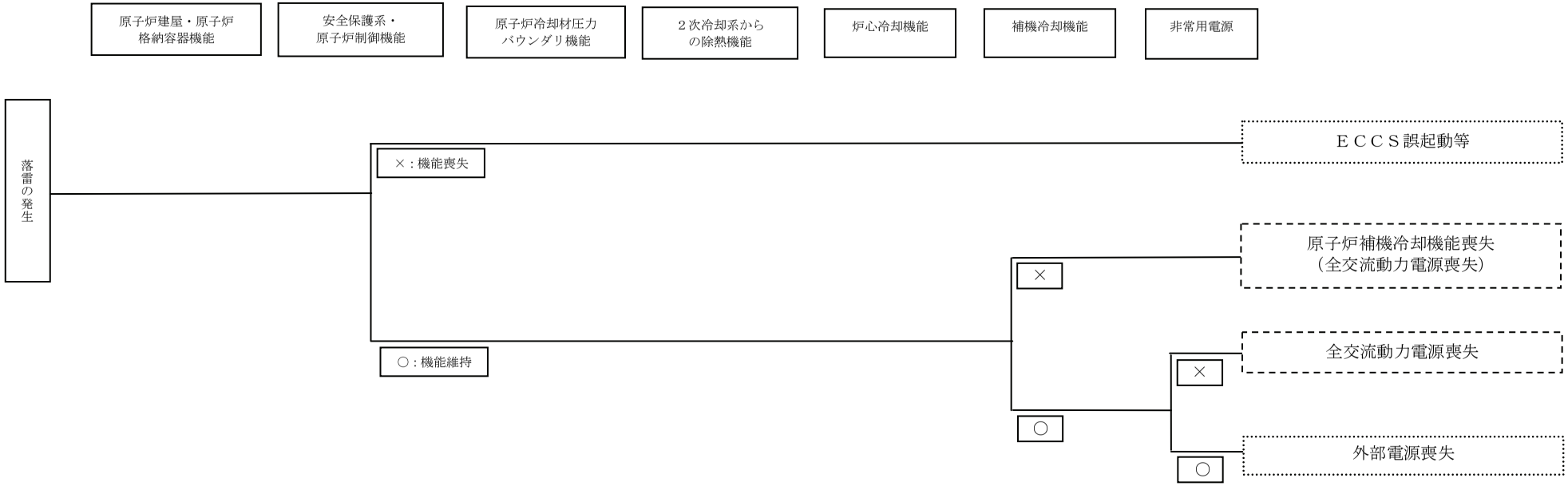
：大規模損壊　：重大事故

：設計基準事故等

太　枠：有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事象

第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（6／7）

落雷

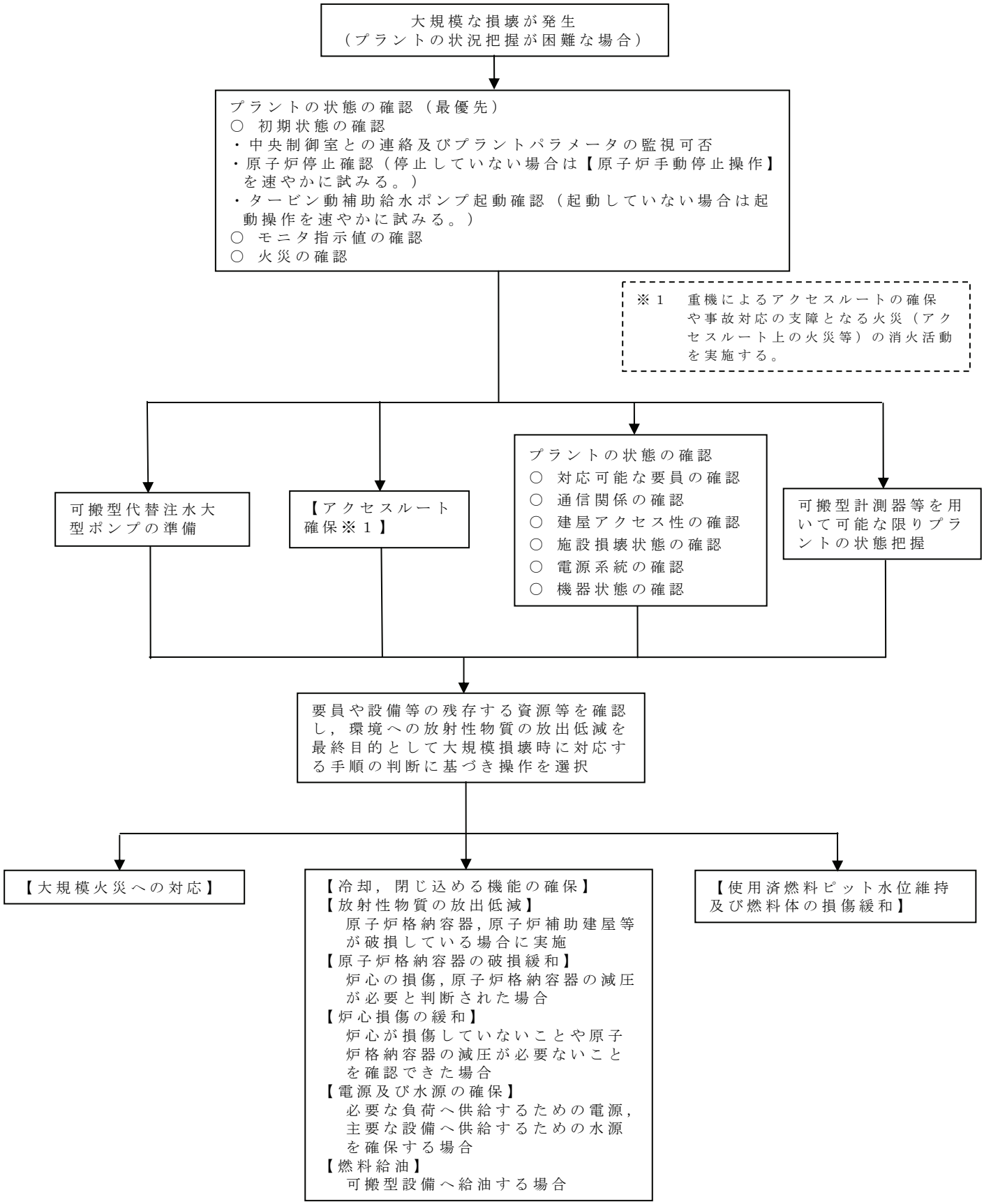


：大規模損壊　：重大事故

：設計基準事故等

太　枠：有効な炉心損傷防止対策の確保が困難な事象

第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（7／7）



第5.2.3図　大規模損壊発生時の対応全体フロー
（状況把握が困難な場合）

6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

6.1　概　　要

本原子炉施設において，重大事故等が発生した場合にも，炉心や燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定した上で，計算プログラムを用いた解析等を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。

6.1.1　評価対象の整理及び評価項目の設定

本原子炉施設を対象としたＰＲＡの知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

6.1.2　評価に当たって考慮する事項

有効性評価は，「付録１　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で講じることとしている措置のうち，「添付書類八　1.17.1　「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 7 月 8 日施行）」に対する適合」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及

び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源や要員を整理した上で，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定及び運転員等の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定停止状態に，「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に，「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については使用済燃料ピットの水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に，「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「6.3　評価に当たって考慮する事項」による。

6.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や措置に係る運転員等の判断や操作時間に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等を基に検証され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「6.4　有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。

6.1.4　有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については，「6.3　評価に当たって

考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則,有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また，解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

具体的には「6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

6.1.5　解析の実施

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

6.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認し，それらの影響を踏まえても，措置の実現性に問題なく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」による。

6.1.7　必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については，発電所内の原子炉施設で重大事故等が同

時期に発生することを想定して整備することから，それぞれの観点から最も厳しい重大事故等を考慮しても，少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を 7 日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「6.8　必要な要員及び資源の評価方針」による。

6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため，重大事故等のそれぞれについて，以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ及び格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として実施したＰＲＡの結果を活用する。

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，内部事象レベル１ＰＲＡに加えて，ＰＲＡが適用可能な外部事象として地震，津波それぞれのレベル１ＰＲＡを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象レベル１．５ＰＲＡを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，停止時レベル１ＰＲＡを活用する。

ＰＲＡを実施した結果，本原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4}／炉年程度，格納容器破損頻度は 10^{-4}／炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-4}／施設定期検査程度である。

また，ＰＲＡが適用可能でない外部事象については，定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を行い，新たに追加すべき事故シーケンスグループ等がないことを確認した。

事故シーケンスグループ等の選定の考え方については，「付録２－Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」に示す。

なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「技術的能力審査基準」，

「設置許可基準規則」及び「技術基準規則」との関連を第6.2.1表に示す。

6.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

6.2.1.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」に対して原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構築物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し，事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1)　事故シーケンスの抽出

内部事象レベル１ＰＲＡにおいては，各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せを網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーから抽出する。

複数の緩和機能が喪失する場合，事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し，炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理する。第6.2.1図に内部事象ＰＲＡにおけるイベントツリーを示す。地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにおいては，建屋，構築物，大型機器等の大規模な損傷が発生し，直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや，地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。具体的には，地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでは，内部事象ＰＲＡで想定していない複数機器・複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており，発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーで整理し，複合的な

事象発生の組合せを含めた事故シーケンスを抽出する。第 6.2.2 図に地震ＰＲＡ階層イベントツリー，第 6.2.3 図に津波ＰＲＡ階層イベントツリーを示す。地震ＰＲＡでは，建屋の損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷，電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失（複数の信号系損傷）等，緩和設備に期待できない事象も抽出しており，これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

また，津波ＰＲＡでは，津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が同時に機能喪失することを想定しており，同一フロアに設置されている複数の電気設備が機能を喪失する事象は，緩和設備に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

なお，１次冷却材配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断規模については，非常用炉心冷却設備の特徴を踏まえたＰＲＡ上の取扱いに従い，以下のとおり分類する。

ａ．大破断ＬＯＣＡ

１次冷却材配管の両端破断のように，事象初期に急激な１次冷却系の減圧を生じるもので，蓄圧注入系及び低圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

ｂ．中破断ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡと比較して破断口が小さく，１次冷却系の減圧が比較的緩やかで，蓄圧注入系及び高圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

ｃ．小破断ＬＯＣＡ

中破断ＬＯＣＡよりも更に破断口が小さく，高圧注入系による１次冷却材の補填と，２次冷却系による崩壊熱除去が可能となる規模のＬＯＣＡである。

ｄ．Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡであり，非常用炉心冷却設備からの注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2)　事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの知見を活用して抽出した事故シーケンスを，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。

ａ．２次冷却系からの除熱機能喪失

ｂ．全交流動力電源喪失

ｃ．原子炉補機冷却機能喪失

ｄ．原子炉格納容器の除熱機能喪失

ｅ．原子炉停止機能喪失

ｆ．ＥＣＣＳ注水機能喪失

ｇ．ＥＣＣＳ再循環機能喪失

ｈ．格納容器バイパス

また，地震及び津波特有の事象で，以下に示す５つの事故シーケンスは，事象発生時に原子炉施設に及ぼす影響が大きな幅を有し，建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であるため，上記の事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして抽出している。

・蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

・原子炉建屋損傷

・原子炉格納容器損傷

・原子炉補助建屋損傷

・複数の信号系損傷

これら地震及び津波特有の事象による炉心損傷頻度は，本原子炉施設の

全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与であり，仮にこれらの事象が発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから，頻度及び影響の観点から総合的に検討した結果，有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はない。

なお，これら地震及び津波特有の事故シーケンスへの対応に際しては，発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故の場合には，可搬型のポンプ，電源，放水砲などを活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

(3) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，共通原因故障，系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間，炉心損傷防止に必要な設備容量等の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。

ａ．２次冷却系からの除熱機能喪失

１次冷却系の圧力及び温度上昇が早く，1次冷却系のフィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｂ．全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

ただし，共通原因故障，系統間依存性の観点から，従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。また，原子炉補機

冷却機能喪失時に生じるＲＣＰシール部からの漏えいの有無による影響を確認するため，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｃ．原子炉補機冷却機能喪失

１次冷却材の流出量が多く，要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を選定する。

ただし，「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」は，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため，事象進展は同じであることから，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｄ．原子炉格納容器の除熱機能喪失

破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いことから，原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく，また，事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず，原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから，運転員等操作の時間余裕の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｅ．原子炉停止機能喪失

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは，「原子炉トリップが必

要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動に期待する事象のうち，より多くの機能を期待する必要があり，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｆ．ＥＣＣＳ注水機能喪失

破断口径の大きさによる１次冷却材の流出流量が多く，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｇ．ＥＣＣＳ再循環機能喪失

破断による１次冷却材の流出量が多くなるとともに，再循環切替までの時間が短いことで，再循環切替が失敗する時点での崩壊熱が大きく，炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｈ．格納容器バイパス

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮して，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」のそれぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

なお，国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても，全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な以下の事故

シーケンスについては，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており，これらを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。

・Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故

・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故

・１次冷却系流路の閉塞により２次冷却系除熱機能が喪失する事故

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.2 表に示す。

6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定

6.2.1.1 に挙げた事故シーケンスグループについて，炉心の著しい損傷を防止するための対策に有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1)　炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。

(2)　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が，最高使用圧力である 17.16MPa［gage］の 1.2 倍の圧力 20.59MPa［gage］を下回ること。

(3)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，最高使用圧力 0.392MPa［gage］又は限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.784MPa［gage］を下回ること。

(4)　原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，最高使用温度 144℃又は限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(3)及び(4)に示す原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の各事故シーケンスグループへの適用については，原則,最高使用圧力及び最高使用温度を下回ることとするが，事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては，評価上，最高使用圧力を起点としている操作があることから，最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.784MPa［gage］及び 200℃を下回ることとする。

ここで，原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，敦賀発電所２号炉における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。

具体的には，「付録２－Ⅱ　原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に構造健全性等の確認結果を示す。

6.2.2　運転中の原子炉における重大事故

6.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1)　格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいては，事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，格納容器破損モード

の抽出を行う。

具体的には，事故の進展を炉心損傷前，原子炉容器破損前，原子炉容器破損直後，原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して，それぞれの状態で発生する負荷を抽出し，事故進展中に実施される緩和手段等から第 6.2.4 図に示す格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損モードを抽出して整理する。

(2) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。

ａ．雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

ｂ．雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

ｃ．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

ｄ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

ｅ．水素燃焼

ｆ．溶融炉心・コンクリート相互作用

また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。

・原子炉容器内での水蒸気爆発（α モード）

・格納容器隔離失敗（β モード）

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θ モード）

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ（ν モード）

・蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

これらの格納容器破損モードについては，発生する可能性が極めて低いことや，炉心損傷防止対策によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モ

ードとして新たに追加する必要はない。

なお，蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）については，炉心損傷後の限定的な条件下で発生する破損モード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））があるが，発生する可能性は極めて低く，万が一発生した場合においても，可搬型のポンプ，電源，放水砲などを活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

また，ペデスタル床面とドライウェル床面の高さが同一レベルであり，ペデスタルの当該レベルに開口部があるＢＷＲ Ｍａｒｋ－Ⅰ 型の原子炉格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが，ＰＷＲでは，溶融炉心が原子炉格納容器壁面に流れる構造ではないため，発生の可能性がないと考えられることから，評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいプラント損傷状態（以下「ＰＤＳ」という。）に属する事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。ＰＤＳの分類記号についての説明を第 6.2.3 表に示す。なお，Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡにおいても，大破断ＬＯＣＡで整備した格納容器破損防止対策が有効である。

ａ．雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく，原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され，原子炉格納容器内への注水がなく圧力上昇が抑制されないＰＤＳである「ＡＥＤ」に属する事故シーケンスのうち，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断

ＬＯＣＡを起因とし，更に炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ｂ．雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し，溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きく，補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されないＰＤＳである「ＴＥＤ」に属する事故シーケンスのうち，１次冷却材圧力が高圧で，原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く，また，溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失の発生を想定し，更に時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能の喪失も考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ｃ．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

１次冷却系が高圧で維持され，原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないＰＤＳである

「ＴＥＤ」に属する事故シーケンスのうち，１次冷却材圧力が高圧で，原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失の発生を想定し，更に時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能の喪失も考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ｄ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断規模が大きく，原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく，原子炉格納容器内が冷却されないＰＤＳである「ＡＥＷ」に属する事故シーケンスのうち，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし，更に炉心損傷を早める観点から低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失を，原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

また，本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器への注水としては，原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が，冷却水から蒸気が急激に生成し，事象が厳しくなる。このため，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することにより，格納容器スプレイポンプによる注水は想定せず，常設低圧代替

注水ポンプによる代替格納容器スプレイによる注入を想定する。常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く流量も小さいため，原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり，事象を厳しく評価することとなる。

ｅ．水素燃焼

破断規模が大きく，原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事象進展に伴う水素発生速度が大きく，格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により，原子炉格納容器内の水素濃度が高くなるＰＤＳである「ＡＥＩ」に属する事故シーケンスのうち，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく，事象進展が早くなり，初期から水素放出が開始され，かつ水素放出速度が大きくなる大破断ＬＯＣＡを起因とし，更に時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｆ．溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく，原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく，原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融物が冷却されないＰＤＳである「ＡＥＤ」に属する事故シーケンスのうち，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく事象進展が早くなり原子炉容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断ＬＯＣＡを起因とし，更に炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとし

て選定する。

なお，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.3 表に示す。

6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定

6.2.2.1 に挙げた格納容器破損モードについて，格納容器破損防止対策に有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）については，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ｉ型の原子炉格納容器特有の事象であり，ＰＷＲでは，溶融炉心が原子炉格納容器壁面に流れる構造ではないため，発生の可能性がないと考えられることから，本格納容器破損モードに係る評価項目（原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること）については，評価項目として設定しない。

(1)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.392MPa［gage］の 2 倍の圧力 0.784MPa［gage］を下回ること。

(2)　原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(3)　放射性物質の総放出量は，放射性物質による環境への汚染の視点も含め，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(4)　原子炉圧力容器の破損までに，原子炉冷却材圧力は 2.0MPa［gage］以

下に低減されていること。

(5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって，原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。

(6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には，原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下であること。

(7) 可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。

(8) 溶融炉心による侵食によって，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

6.2.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

6.2.3.1 想定事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については，本原子炉施設において，使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故１

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故２

サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故

6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定

6.2.3.1 に挙げた想定事故について，使用済燃料ピットにおける燃料損傷を防止するための対策に有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3) 未臨界が維持されていること。

6.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

運転停止中の原子炉は，主発電機の解列から並列までの期間とする。この期間中はプラント状態が様々に変化するため，プラントの運転状態，１次冷却系の開放状態，１次冷却系保有水量，崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて，プラントの状態を適切に区分した上で，運転停止中の原子炉において，燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し，事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

停止時レベル１ＰＲＡにおいて，各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第 6.2.5 図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

運転停止中事故シーケンスのグループ化に当たっては，燃料損傷に至る主要因の観点から，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように

分類している。

ａ．崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

ｂ．全交流動力電源喪失

ｃ．原子炉冷却材の流出

ｄ．反応度の誤投入

(3)　重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間，燃料損傷回避に必要な設備容量等の観点で，より厳しいシーケンスを選定する。

ａ．崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

要求される設備容量の観点から，崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を，重要事故シーケンスとして選定する。

なお，蓄圧注入及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から，充てん系及び高圧注入系の機能喪失の重畳を考慮する。

ｂ．全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

全交流動力電源喪失の発生に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く，かつ要求される設備容量の観点から，崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に

外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｃ．原子炉冷却材の流出

１次冷却材の流出流量が多く，１次冷却系保有水の確保の観点から，崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」を，重要事故シーケンスとして選定する。

ｄ．反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入事故」のみである。

施設定期検査中，原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることから，臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で「原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.4 表に示す。

6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定

6.2.4.1 に挙げた事故シーケンスグループについて，運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1)　燃料有効長頂部が冠水していること。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3)　未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界

は除く。）。

6.3　評価に当たって考慮する事項

6.3.1　有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンスごとに，関連する措置を「付録１　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」及び「添付書類八　1.17.1　「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 7 月 8 日施行）」に対する適合」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては，「付録１重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で講じることとした措置のうち，「添付書類八　1.17.1　「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 7 月 8 日施行）」に対する適合」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源，燃料及び電源等の資源や要員を整理し，資源及び要員の確保に関する評価を行う。

なお，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における一つの事故シーケンスグループにおいて複数の対策があり，それぞれで重要事故シーケンス等を選定していない場合には，代表性，包絡性を整理し，解析を行い，「運転中の原子炉における重大事故」における１つの格納容器破損モードにおいて複数の対策がある場合は，各々の対策において解析を行う。

6.3.2　安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに，ＰＲＡの結果を踏まえ，起因事象の発生に加えて想定する共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また，機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

6.3.3　外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが，基本的には常用系機器の機能喪失，工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作への影響を考慮して外部電源がない場合を想定する。ただし，外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は，外部電源がある場合を想定する。

6.3.4　単一故障に対する仮定

重大事故等は設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており，さらに，重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから，重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員の手動操作については，原則として，中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として，確実な実施のための時間余裕を含め，以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

(1)　中央制御室での警報発信等を起点として中央制御室で実施する操作については，警報等の発信時点から 10 分後に開始する。

(2)　(1)の操作に引き続き中央制御室で実施する操作については，(1)の操作から 1 分後に開始する。

(3) 中央制御室で監視するパラメータが，操作開始条件に達したことを起点として中央制御室で実施する操作については，操作開始条件到達から 10 分後に開始する。

(4) 中央制御室で監視するパラメータが，操作開始条件に達したことを起点として現場で実施する操作については，操作開始条件到達から 30 分後に開始する。

(5) その他，個別の運転員等の操作に必要な時間を考慮して操作を開始する。

なお，運転員等は手順書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するが，有効性評価における解析の条件設定においては，操作現場までのアクセスルートの状況，操作場所の作業環境等を踏まえ，実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき上記の運転員等操作時間を設定する。

6.3.6 考慮する範囲

有効性評価を行うに当たっては，異常状態の発生前の状態として，通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し，サイクル期間中の炉心燃焼度変化，燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

また，有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが，有効性評価における解析としては，原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし，外部支援がないものとして 7 日間の対策成立性を評価する。

6.4　有効性評価に使用する計算プログラム(1)

有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等を基に検証され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第6.4.1表から第6.4.3表に示す。

6.4.1　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５(1)

6.4.1.1　概　　要

Ｍ－ＲＥＬＡＰ５コードは，制御系，熱水力，熱構造材，原子炉動特性等の計算機能を有し，原子炉の事故時の熱流動解析を行う上で汎用性の高い解析コードである。

熱流動解析では，１次冷却系及び２次冷却系を複数のボリューム及びボリュームを接続するジャンクションで表し，気液各相の質量，運動量及びエネルギ保存式を独立に解き，各ボリュームの冷却材の圧力，温度，密度及びジャンクションの流量を各相について計算する。原子炉の解析においては，炉心出力変化，１次冷却材ポンプ，配管・機器からの冷却材の流出，原子炉トリップ，制御保護設備，非常用炉心冷却設備の状態等の諸量の模擬を行う。

また，同時に実行される燃料棒熱解析では，炉心部を大別して高温燃料棒，高温集合体領域及び平均集合体領域に区別し，各々の領域で燃料棒熱解析を行う。各領域では燃料ペレット及び燃料被覆管を半径方向及び軸方向に分割し，熱流動計算側から計算ステップごとに得られる圧力，温度，気液割合，流量等のパラメータを用いて熱発生，熱伝導及び壁面熱伝達を解き，評価項目となるパラメータと照合すべき燃料被覆管最高温度，ジルコニウム－水反応量を評価する。

本解析コードは，米国エネルギ省及びアイダホ国立研究所により開発されたＲＥＬＡＰ５－３Ｄコードを基に，ＰＷＲプラントの中小破断ＬＯＣＡ解析に適用するため，米国ＮＲＣの連邦規則である，10 CFR 50 Appendix K “ECCS Evaluation Models”にて要求される保守的なモデル（Moody 臨界流モデル等）を付加した解析コードである。

6.4.1.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

重要現象として，崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。

(2)　１次冷却系

重要現象として，冷却材流量変化（自然循環時），冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離・対向流，圧力損失，ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入がモデル化されている。

(3)　加 圧 器

重要現象として，気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(4)　蒸気発生器

重要現象として，１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出（臨界流・差圧流），２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水（主給水・補助給水）がモデル化されている。

6.4.1.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＯＲＮＬ／ＴＨＴＦ，ＲＯＳＡ／ＬＳＴＦ　ＳＢ－ＣＬ－１８，ＲＯＳＡ／ＬＳＴＦ　ＳＢ－ＣＬ－３９，ＰＫＬ／Ｆ１．１，Ｍａｒｖｉｋｅｎ，ＬＯＦＴ　Ｌ９－３，ＬＯＦＴ　Ｌ６－１の試験解析等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。

具体的には，第6.4.4表に示すとおりである。

6.4.2　ＳＰＡＲＫＬＥ－２[1]

6.4.2.1　概　　要

Ｍ－ＲＥＬＡＰ５の炉心部分を１点炉近似動特性モデルから３次元動特性モデルに変更し，炉内熱流動に対しても３次元二相流動解析を採用した解析コードであり，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５，３次元炉心動特性計算コードＣＯＳＭＯ－Ｋ及び３次元熱流動解析コードＭＩＤＡＣの３つの要素コードを動的に結合し，１次冷却系全体の熱流動と３次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡特性解析コードである。

結合計算の流れとしては，炉心過渡計算のため，炉心境界条件として１次冷却材圧力，炉心入口エンタルピ，炉心入口流量及び炉心入口ほう素濃度がＭ－ＲＥＬＡＰ５からＣＯＳＭＯ－Ｋ及びＭＩＤＡＣに受け渡される。炉心過渡計算では，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５から受け渡された炉心境界条件とＣＯＳＭＯ－Ｋから受け渡される３次元出力分布に基づき，ＭＩＤＡＣにて熱流束，燃料棒内温度，炉心冷却材密度／温度及びほう素濃度の３次元分布を計算し，その後，ＭＩＤＡＣから受け渡された燃料実効温度，炉心冷却材密度／温度及びほう素濃度を用いて，ＣＯＳＭＯ－Ｋにて中性子動特性計算により炉心

出力及び炉心出力分布を計算する。

炉心過渡計算が終了すると，ＭＩＤＡＣで計算された熱流束分布がＭ－ＲＥＬＡＰ５に返され，炉心部を含む１次冷却系全体の熱流動を計算する。

6.4.2.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，加圧器及び蒸気発生器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として，中性子動特性（核分裂出力），ドップラ反応度帰還効果，減速材反応度帰還効果及び崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2)　加 圧 器

重要現象として，気液熱非平衡，加圧器水位変化及び冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(3)　蒸気発生器

重要現象として，１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出（臨界流・差圧流），２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水（主給水・補助給水）がモデル化されている。

6.4.2.3　検証／妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの検証／妥当性確

認を実施している。具体的には，ＴＷＩＧＬベンチマーク，ＬＭＷベンチマーク，ＳＰＥＲＴ－３　Ｅ－ｃｏｒｅ実験解析，ＮＵＰＥＣ管群ボイド試験解析，ＬＯＦＴ　Ｌ９－３，ＬＯＦＴ　Ｌ６－１の試験解析等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，検証／妥当性確認により，その不確かさを把握している。

具体的には，第6.4.5表に示すとおりである。

6.4.3　ＭＡＡＰ[1]

6.4.3.1　概　　要

重大事故等の事象進展の各段階を網羅し，原子炉，１次冷却系，原子炉格納容器内で起こると考えられる重要な事故時の物理現象をモデル化するとともに，工学的安全設備や炉心損傷防止対策あるいは格納容器破損防止対策で想定する各種の機器についてのモデルを備えている。また，核分裂生成物に関する物理現象をモデル化しており，事故時に炉心溶融に伴って１次冷却系や原子炉格納容器に放出される核分裂生成物の挙動についても取り扱うことが可能である。このように，広範囲の物理現象を取り扱うことが可能な総合解析コードであり，重大事故時等に想定される種々の事故シーケンスについて，起因事象から安定した状態，あるいは過圧・過温により原子炉格納容器健全性が失われる状態まで計算が可能であることが特徴である。

熱水力モデルでは，質量・エネルギ保存則を解く一方，運動量方程式を準静的な取扱いとしているため，流体慣性が重要となる現象，例えばＬＯＣＡ直後の炉心の流動など，短期間に発生する現象を精緻に取り扱うような場合には適していないものの，系内の質量・エネルギの収支を適切に取り扱っており，長期的な原子炉及び原子炉格納容器の応答の評価には適用性を有する。

6.4.3.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，１次冷却系，加圧器，蒸気発生器，原子炉格納容器，炉心損傷後の原子炉容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（炉心水位）・対向流がモデル化されている。

(2)　１次冷却系

重要現象として，気液分離・対向流，構造材との熱伝達，ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入がモデル化されている。

(3)　加 圧 器

重要現象として，冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(4)　蒸気発生器

重要現象として，１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出（臨界流・差圧流），２次側水位変化・ドライアウトがモデル化されている。

(5)　原子炉格納容器

重要現象として，区画間・区画内の流動（蒸気，非凝縮性ガス），区画間・区画内の流動（液体），構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却，格納容器再循環ユニット自然対流冷却及び水素濃度がモデル化されている。

(6)　炉心損傷後の原子炉容器

重要現象として，リロケーション，原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互

作用（以下「原子炉容器内ＦＣＩ」という。）（溶融炉心細粒化），原子炉容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達，原子炉容器破損・溶融及び１次冷却系内核分裂生成物挙動がモデル化されている。

(7)　炉心損傷後の原子炉格納容器

重要現象として，原子炉容器外溶融燃料－冷却材相互作用（以下「原子炉容器外ＦＣＩ」という。）（溶融炉心細粒化），原子炉容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解・非凝縮性ガス発生及び原子炉格納容器内核分裂生成物挙動がモデル化されている。

6.4.3.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＴＭＩ事故解析，ＭＢ－２実験解析，ＨＤＲ実験解析，ＣＳＴＦ実験解析，ＡＣＥ実験解析，ＳＵＲＣ実験解析，ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析，ＡＢＣＯＶＥ実験解析，感度解析により確認している。

また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認等によりその不確かさを把握している。

具体的には，第6.4.6表に示すとおりである。

6.4.4　ＧＯＴＨＩＣ[1]

6.4.4.1　概　　要

原子炉格納容器の熱流動解析を主目的に開発された汎用熱流動解析コードであり，質量，エネルギ及び運動量の3保存則を気相・液相・液滴相の各流

体場に適用し，状態方程式，熱伝導方程式，各種構成式及び相関式などを解くことにより流体，構造材の相互作用，機器の作動を考慮した過渡解析が可能である。

原子炉格納容器内の区画間・区画内の流動を適切に模擬するため，原子炉格納容器を適切にノード分割する。流動計算で取り扱われる流体は各種ガス組成及び蒸気を含む気相，液相及び液滴相となり，これら各相に対して質量，エネルギ，運動量の保存式を各種の構成式及び相関式と併せて数値的に解き，原子炉格納容器内の流動を模擬する。

6.4.4.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　原子炉格納容器

重要現象として区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び水素処理がモデル化されている。

6.4.4.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＮＵＰＥＣ試験Ｔｅｓｔ Ｍ－７－１，ＮＵＰＥＣ試験Ｔｅｓｔ Ｍ－４－３，熱伝達試験との比較等による妥当性確認により，その不確かさを把握している。

具体的には，第 6.4.7 表に示すとおりである。

6.4.5　ＣＯＣＯ[(1) (2) (3) (4)]

6.4.5.1　概　　要

原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯは，ＬＯＣＡ時の原子炉格納容器内の圧力，温度変化の評価を主目的に開発され，原子炉格納容器内を気相系と液相系に大別し，各系内では状態は一様とし，各々の系について質量及びエネルギ保存則を解く。

気相部の蒸気については過熱及び飽和状態，液相部の水については飽和及び未飽和状態を模擬することができ，どの状態にあるかは圧力，流体温度を内蔵された蒸気表に照らして蒸気及び水の状態を判別して，対応した状態方程式を用いる。また，格納容器スプレイ設備等の減圧系のみならず，原子炉格納容器内構造物との間の熱の授受もモデルとして組み込まれている。

6.4.5.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　原子炉格納容器

重要現象として構造材との熱伝達及び内部熱伝導がモデル化されている。

6.4.5.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＣＶＴＲ　Ｔｅｓｔ－３試験解析による妥当性確認により，その不確かさを把握している。

具体的には，第6.4.8表に示すとおりである。

6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針

6.5.1　解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際，「6.4　有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって，更に本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし，「6.5.2　共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお，初期条件とは異常状態が発生する前の原子炉施設の状態，事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

6.5.2　共通解析条件

操作条件については，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

6.5.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1)　初期条件

ａ．初期定常運転条件

解析では，炉心熱出力の初期値として，定格値（3,411MWt）に正の定常誤差（定格値の＋2%）を考慮した値を用いる。また，１次冷却材平均温度の初期値として，定格値（307.1℃）に正の定常誤差（＋2.2℃）を考慮した値を用いる。また，１次冷却材圧力の初期値として，定格値（15.41MPa［gage］）に正の定常誤差（＋0.21MPa）を考慮した値を用いる。

なお，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」においては，出力抑制について減速材温度の反応度帰還効果に期待しており，これを多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動が必要となるサイクル寿命初期の炉心運用を包絡するよう，反応度帰還の効果を小さくするため正側の設定としていることから，炉心熱出力，１次冷却材平均温度及び１次冷却材圧力の初期値として定格値を用いる。

ｂ．１次冷却材流量

１次冷却材全流量は熱設計流量を用いる。

ｃ．炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，燃料ペレット／燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いる。

(a)　炉心崩壊熱[5]

崩壊熱としては，日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また，使用する崩壊熱はウラン燃料の装荷を考慮して炉心運用を包絡するよう設定し，燃料被覆管温度等に関連する炉心の露出状況を確認する必要が

ある事象においては，第 6.5.1 図に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用い，１次冷却材圧力等のプラント全体に関連する炉心平均挙動を評価する事象においては，第 6.5.2 図に示す炉心の平均的な崩壊熱を表す炉心平均評価用崩壊熱を用いる。

(b)　炉心バイパス流量

熱除去に寄与しない炉心バイパス流量割合は設計値として 4.5%を用いる。

(c)　核的パラメータ

即発中性子寿命，遅発中性子割合，減速材密度係数，ドップラ係数等の核的パラメータは，原則として炉心運用を包絡する値を用いる。なお，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における減速材反応度帰還効果は，ウラン燃料の装荷を考慮した炉心運用を包絡する減速材温度係数の初期値を設定し，ドップラ反応度帰還効果は，ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮する。

ｄ．加 圧 器

加圧器保有水量の初期値は全出力運転状態における保有水量に基づき 60%体積とする。

ｅ．蒸気発生器

蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%を考慮する。また，蒸気発生器２次側水位は設計値として 44%（狭域水位スパン）を，水量は 1 基当たり 52t を用いる。

ｆ．原子炉格納容器

(a)　自由体積

原子炉格納容器自由体積は，設計値に余裕を考慮した小さめの値として 72,900m^3を用いる。

(b)　ヒートシンク

原子炉格納容器のヒートシンクは，設計値に余裕を考慮した小さめの値を用いる。

(c)　初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は，49℃及び 9.8kPa［gage］を用いる。

g．主要機器の形状

原子炉容器，１次冷却材ポンプ，加圧器，蒸気発生器，１次冷却材配管及び原子炉格納容器の形状に関する条件は設計値を用いる。

(2)　事故条件

a．ＬＯＣＡ時の破断位置

１次冷却材配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について，炉心損傷防止対策の有効性評価においては，炉心の再冠水が遅れること，破断ループに接続された非常用炉心冷却設備の注水効果に期待できないこと等を踏まえ，設計基準事故と同様に低温側とする。

なお，事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については，蒸気発生器２次側保有水の保有する熱量が，原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて低温側とする。

(3)　重大事故等対策に関連する機器条件

a．炉心及び燃料

トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は，第 1.2.1 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%落下までの時間を 2.2 秒とする。

b．安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

・過大温度ΔＴ高

１次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.3 図参照）

（応答時間 6.0 秒）

・原子炉圧力低

12.73MPa［gage］（応答時間 2.0 秒）

・１次冷却材ポンプ電源電圧低

65％（定格値に対して）（応答時間 1.5 秒）

・蒸気発生器水位異常低

蒸気発生器狭域水位 11％（応答時間 2.0 秒）

また，工学的安全施設作動信号のうち，非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

・原子炉圧力低

12.04MPa［gage］（応答時間 2.0 秒）

なお，非常用炉心冷却設備作動信号「原子炉圧力低」の応答時間については，事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では，非常用炉心冷却設備の作動による炉心注水がより早くなることで原子炉格納容器に放出されるエネルギ増による原子炉格納容器の圧力及び温度を厳しくする観点，並びに「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで崩壊熱がより高い時点で再循環切替に失敗し，炉心水位の低下を早め代替再循環への切替操作時間を厳しくする観点を踏まえ 0 秒とし，その他の事故シーケンスグループは 2.0 秒とする。

ｃ．原子炉制御設備

原子炉制御設備は，外乱を小さくする方向に働くことから作動しない

ものとする。ただし，１次冷却系及び２次冷却系の主要弁である加圧器逃がし弁，主蒸気逃がし弁は過渡事象の様相に対する寄与が大きいことから，自動作動するものとする。なお，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」のうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては，加圧器圧力制御系，加圧器水位制御系及び給水制御系は，１次冷却材の２次冷却系への流出を厳しくする観点から自動作動するものとする。

ｄ．１次冷却系及び２次冷却系主要弁

加圧器逃がし弁，主蒸気逃がし弁，加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を使用する。また，加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の作動圧力については設計値に余裕を考慮した高めの値を使用する。

(a)　加圧器逃がし弁容量　　：95t／h／個

(b)　加圧器安全弁容量　　：190t／h／個

(c)　主蒸気逃がし弁容量　　：定格主蒸気流量
（ループ当たり）の 10％

(d)　主蒸気安全弁容量　　：定格主蒸気流量
（ループ当たり）の 100％

ｅ．１次冷却材ポンプ

１次冷却材ポンプ回転数等の１次冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いる。

ｆ．格納容器再循環ユニット

格納容器再循環ユニットは 2 基作動し，1 基当たりの設計値である除熱特性（100℃～約 168℃，約 3.4MW～約 16.7MW）で原子炉格納容器を除熱するものとする。

ｇ．燃料取替用水タンク

燃料取替用水タンクの水量は，設計値として2,100m^{3}を用いる。

6.5.2.2　運転中の原子炉における重大事故

(1)　初期条件

6.5.2.1(1)に同じ。なお，格納容器破損モード「水素燃焼」の原子炉格納容器のヒートシンク及び初期圧力は，水素濃度上昇の観点から以下の値を用いるものとする。

・原子炉格納容器のヒートシンクは，設計値より大きめの値を用いる。

・原子炉格納容器の初期圧力は，0kPa［gage］を用いる。

(2)　事故条件

ａ．ＬＯＣＡ時の破断位置

１次冷却材配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について，格納容器破損防止対策の有効性評価においては，非常用炉心冷却設備からの注水に期待していないこと，また，蓄圧タンクからの注水のみでは炉心冠水を維持できないことを踏まえ，早期に炉心からの蒸気が系外に放出される高温側とする。

(3)　重大事故等対策に関連する機器条件

6.5.2.1(3)に同じ。

6.5.2.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1)　初期条件

ａ．使用済燃料ピット崩壊熱

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が，使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して，使用済燃料ピットの熱負荷は

11.165MW を用いる。

b．事象発生前使用済燃料ピット水温

事象発生前の使用済燃料ピットの水温は，実測値に基づき，標準的な温度として 40℃を用いる。

c．使用済燃料ピットに隣接するピットの状態

燃料取出直後の使用済燃料ピットの状態を想定しており，燃料を取り出す際には燃料移送キャナルと使用済燃料ピットの間に設置されているゲートを取り外すことから，使用済燃料ピット，燃料移送キャナル及び燃料検査ピットは接続状態とする。

なお，水温が 100℃まで上昇する時間の評価は，温度条件が厳しくなるように，崩壊熱の大きい使用済燃料ピット（ＥＦＧＨブロック）のみの水量を考慮する。

d．主要機器の形状

使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a．放射線の遮蔽が維持できる使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv／h）となる，燃料頂部から 4.44m とする。

6.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

a．炉心崩壊熱[5]

崩壊熱としては，日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を標準値として使用する。また，使用する崩壊熱はウラン燃料の装荷を考慮して設定し，第 6.5.1 図

に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。

b．原子炉停止後の時間

燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定することから，施設定期検査工程上，原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として，原子炉停止後の時間は60時間とする。

c．１次冷却材圧力

ミッドループ運転中は，１次冷却系は大気開放状態としていることから，１次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。

d．１次冷却材高温側温度

ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として，１次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。

e．１次冷却材水位

プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位に余裕をみた水位として，１次冷却材の初期水位は，原子炉容器出入口配管の中心高さを8cm上回る高さとする。

f．１次冷却系開口部

ミッドループ運転中に確保している蒸気放出経路として，１次冷却系開口部は，加圧器安全弁が3個取り外されているものとする。

g．主要機器の形状

原子炉容器，１次冷却材ポンプ，加圧器，蒸気発生器，１次冷却材配管及び原子炉格納容器の形状に関する条件は設計値を用いる。

6.6　解析の実施方針

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を評価するものとする。ここで，要員の配置による他の操作に与える影響とは，解析コード及び解析条件の不確かさの影響に伴う運転員等操作時間の変動が要員配置の観点で作業成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

6.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定[(1)]し，そのうち第 6.7.1 表から第 6.7.3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.2　解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響

を確認する。また，解析条件である操作条件の不確かさとして，上記の解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作開始時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.3　操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作の各々について，その遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

6.8　必要な要員及び資源の評価方針

6.8.1　必要な要員の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において，想定する原子炉施設の運転状態に対して，休日，夜間における要員の確保の観点から，「5.　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で整備している体制にて，対処可能であることを確認するとともに，必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

6.8.2　必要な資源の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい重大事故等対策時において，想定する原子炉施設の運転状態に対して，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに，7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また，有効性評価において考慮されていない機器についても，使用した場合を想定して，各資源について 7 日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

6.9　参考文献

(1)　「三菱ＰＷＲ　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」

ＭＨＩ－ＮＥＳ－1064

三菱重工業，平成 26 年

(2)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」

ＭＡＰＩ－1035　改 8

三菱重工業，平成 11 年

(3)　「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」

ＭＡＰＩ－1063　改 2

三菱重工業，平成 2 年

(4)　「三菱ＰＷＲ原子炉格納容器内圧評価解析手法」

ＭＨＩ－ＮＥＳ－1016

三菱重工業，平成 12 年

(5)　「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」

ＭＨＩ－ＮＥＳ－1010　改 4

三菱重工業，平成 25 年

第 6.2.1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連

事故シーケンスグループ等			技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
			設置許可基準規則 ／技術基準規則	44 条 ／59 条	45 条 ／60 条	46 条 ／61 条	47 条 ／62 条	48 条 ／63 条	49 条 ／64 条	50 条 ／65 条	51 条 ／66 条	52 条 ／67 条	53 条 ／68 条	54 条 ／69 条	55 条 ／70 条	56 条 ／71 条	57 条 ／72 条	58 条 ／73 条	59 条 ／74 条
			重要事故シーケンス等	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性等に関する手順等
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	7.1.1	２次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	－	●	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.1.2	全交流動力電源喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	－	●	●	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
			外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故	－	●	●	●	●	－	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	7.1.3	原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	－	●	●	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	7.1.4	原子炉格納容器の除熱機能喪失	中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	－	●	－	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.1.5	原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－
	7.1.6	ＥＣＣＳ注水機能喪失	中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故	－	●	●	●	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.1.7	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.1.8	格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	－	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
			蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	－	－	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
運転中の原子炉における重大事故	7.2.1.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	●	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	7.2.1.2	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故	－	－	●	●	●	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	7.2.2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故	－	－	●	●	●	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	7.2.3	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	－	－	－	●	●	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	7.2.4	水素燃焼	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	－	●	●	●	●	－	－	●	－	●	－
	7.2.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	●	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	7.3.1	想定事故１	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－	●	－
	7.3.2	想定事故２	サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－	●	－
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	7.4.1	崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.4.2	全交流動力電源喪失	燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故	－	－	－	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	7.4.3	原子炉冷却材の流出	燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	7.4.4	反応度の誤投入	原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－

第 6.2.2 表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1／2）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス※
２次冷却系からの除熱機能喪失	・小破断ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故 ・蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故 （従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）
原子炉補機冷却機能喪失	・原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生する事故	・原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 （全交流動力電源喪失時と事象進展が同じであるため，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」と同じシーケンスを評価）
原子炉格納容器の除熱機能喪失	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

※：（　）は，選定した事故シーケンスと重要事故シーケンスの相違理由を示す。

第 6.2.2 表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（2／2）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス※
原子炉停止機能喪失	・原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故	・原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 ・負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 （１次冷却材圧力，温度の観点で厳しい起因事象を選定）
ＥＣＣＳ注水機能喪失	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故
格納容器バイパス	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

※：（　）は，選定した事故シーケンスと重要事故シーケンスの相違理由を示す。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（1／4）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	最も厳しいＰＤＳ	最も厳しいＰＤＳの考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	・ＳＥＤ　・ＳＬＷ ・ＴＥＤ　・ＳＥＷ ・ＴＥＷ　・ＡＥＤ ・ＡＥＷ	ＡＥＤ	・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，原子炉格納容器内の圧力上昇及び事象進展について厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，非常用炉心冷却設備又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水がある（＊＊Ｗ）に比べ，原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 以上より，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・ＳＥＤ　・ＳＬＷ ・ＴＥＤ　・ＳＥＷ ・ＴＥＷ　・ＡＥＤ ・ＡＥＷ	ＴＥＤ	・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・原子炉容器破損時に高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散し，溶融物の表面積が大きくなり溶融物から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断ＬＯＣＡ（Ｓ＊＊），過渡事象（Ｔ＊＊）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・補助給水による冷却がない（Ｔ＊＊）が，原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	・ＳＥＤ　・ＳＥＩ ・ＴＥＩ　・ＳＬＩ ・ＴＥＤ　・ＳＬＷ ・ＴＥＷ　・ＳＥＷ	ＴＥＤ	・１次冷却材圧力が高く維持される過渡事象（Ｔ＊＊）が，減圧の観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，高圧溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 以上より，ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	・ＡＥＩ　・ＳＬＩ ・ＡＥＷ　・ＳＬＷ ・ＳＥＩ　・ＳＥＷ	ＡＥＷ	・事象進展が早く原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内の冷却がない（＊＊Ｗ）が，冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 以上より，ＡＥＷが最も一番厳しいＰＤＳとなる。
水素燃焼	・ＴＥＩ　・ＴＥＷ ・ＳＥＤ　・ＳＥＷ ・ＡＥＩ　・ＡＥＷ ・ＳＥＩ　・ＳＬＷ ・ＳＬＩ　・ＡＥＤ ・ＴＥＤ	ＡＥＩ	・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる，原子炉格納容器が除熱される状態（＊＊Ｉ）のＰＤＳが厳しい。 ・炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を，全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応するものとすることを前提とすると，各ＰＤＳで炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため，事象進展が早く水素放出速度が大きい（Ａ＊＊）が厳しい。 以上より，ＡＥＩが最も厳しいＰＤＳとなる。
溶融炉心・コンクリート相互作用	・ＴＥＩ　・ＡＥＤ ・ＴＥＤ　・ＳＬＩ ・ＳＥＤ　・ＳＬＷ ・ＴＥＷ　・ＡＥＷ ・ＡＥＩ　・ＳＥＷ ・ＳＥＩ	ＡＥＤ	・事象進展が早い大中破断ＬＯＣＡ（Ａ＊＊）が，原子炉容器破損時の崩壊熱が高く厳しい。 ・１次冷却材圧力が低く，溶融物の分散の可能性がない（Ａ＊＊）が，原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の量を多くするため厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（＊＊Ｄ）が，溶融炉心を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しい。 以上より，ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

ＰＤＳ：プラント損傷状態

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（2／4）
補足：ＰＤＳの分類記号

事故のタイプと１次冷却材圧力	
分類記号	状態の説明
A	１次冷却系の破断口径が大きく，低圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：大中破断ＬＯＣＡ）
S	１次冷却系の破断口径が小さく，中圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：小破断ＬＯＣＡ）
T	過渡事象が起因となり，高圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：過渡事象）
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの。（起因事象：蒸気発生器伝熱管破損）
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの。（起因事象：インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

炉心損傷時期	
分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの。

格納容器内事故進展（格納容器破損時期，溶融炉心の冷却手段）	
分類記号	状態の説明
D	非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく，溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
W	非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
I	非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で，炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
C	非常用炉心冷却設備や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，格納容器破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（3／4）

格納容器破損モード	最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	評価事故シーケンス※1
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＡＥＤ	・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故※2 （炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入系の機能喪失を考慮する。）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＴＥＤ	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故※2 （時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水系の機能喪失を考慮する。）
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＴＥＤ	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故※2 （時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水系の機能喪失を考慮する。）

※１：（　）は，選定した事故シーケンスと評価事故シーケンスの相違理由を示す。
※２：常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（4／4）

格納容器破損モード	最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	評価事故シーケンス※1
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	ＡＥＷ	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故※2 （炉心損傷を早める観点から高圧注入機能の喪失を考慮する。）
水素燃焼	ＡＥＩ	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故 （事象進展が厳しくなるよう高圧注入系の注入失敗を考慮する。）
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＡＥＤ	・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故※3 （原子炉格納容器内への水の持込みをなくすため，高圧注入系の注入失敗の重畳を考慮する。）

※１：（　）は，選定した事故シーケンスと評価事故シーケンスの相違理由を示す。
※２：原子炉下部キャビティ水のサブクール度を小さくするため，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイによる注入を想定する。
※３：常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

第 6.2.4 表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス
崩壊熱除去機能喪失	・余熱除去機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故 ・原子炉補機冷却機能が喪失する事故	・余熱除去機能が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故※1
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故※1※2
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故 ・水位維持に失敗する事故 ・オーバードレンとなる事故	・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故※1
反応度の誤投入	・反応度の誤投入事故	・反応度の誤投入事故	・原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故※3

※１：崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中を想定する。
※２：全交流動力電源喪失に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
※３：原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることから，原子炉起動時を想定する。

第 6.4.1 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

解析コード名	適用事故シーケンスグループ
Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・ＥＣＣＳ注水機能喪失 ・格納容器バイパス
ＳＰＡＲＫＬＥ－２	・原子炉停止機能喪失
ＭＡＡＰ	・原子炉格納容器の除熱機能喪失 ・ＥＣＣＳ再循環機能喪失
ＣＯＣＯ	・全交流動力電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失

第 6.4.2 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（運転中の原子炉における重大事故）

解析コード名	適用格納容器破損モード
ＭＡＡＰ	・雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） ・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 ・原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 ・水素燃焼 ・溶融炉心・コンクリート相互作用
ＧＯＴＨＩＣ	・水素燃焼

第 6.4.3 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

解析コード名	適用事故シーケンスグループ
Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・原子炉冷却材の流出

第 6.4.4 表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	ＯＲＮＬ／ＴＨＴＦの試験解析より，熱伝達の不確かさが 0%～－40%の範囲であり，保守的なモデルを使用していることを確認した。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	ＯＲＮＬでの実験に基づく式を使用しており，不確かさは 95%信頼区間の上限である。
	沸騰・ボイド率変化 気液分離（水位変化）・対向流	ボイドモデル 流動様式	ＯＲＮＬ／ＴＨＴＦの試験解析より，炉心水位の不確かさが 0m～－0.3m であることを確認した。また，ＲＯＳＡ/ＬＳＴＦ　ＳＢ－ＣＬ－１８の試験解析より，解析コードでは，炉心水位低下を数百秒早く評価する可能性があることを確認した。 Winfrith／THETIS の試験結果より，大気圧程度の低圧条件における炉心水位の不確かさは，最大でも±0.4m 程度であることを確認した。
１次冷却系	冷却材流量変化（自然循環時） 圧力損失	壁面熱伝達モデル 運動量保存則	ＰＫＬの試験解析より，自然循環流量を約 20%過大評価することを確認した。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	破断流モデル	Marviken の試験解析より，サブクール臨界流量の不確かさが±10%，二相臨界流量の不確かさが－10%～＋50%であることを確認した。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	２流体モデル 壁面熱伝達モデル	ＲＯＳＡ／ＬＳＴＦ，ＰＫＬの試験解析より，２次冷却系強制冷却時の１次冷却材圧力の不確かさは 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。
	気液分離・対向流	流動様式	凝縮量又は熱伝達の不確かさについて，１次冷却材圧力で定量化し，ＲＯＳＡ／ＬＳＴＦ，ＰＫＬの試験解析より，１次冷却材圧力の不確かさが 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。
	ＥＣＣＳ強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入	蓄圧タンクの非凝縮性ガス	入力値に含まれる。
加圧器	気液熱非平衡	２流体モデル	ＬＯＦＴ　Ｌ６－１試験解析，ＬＯＦＴ　Ｌ９－３試験解析より，加圧時の１次冷却材温度の不確かさが±2℃，１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	水位変化		
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	

第 6.4.4 表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	壁面熱伝達モデル	ＲＯＳＡ／ＬＳＴＦ，ＰＫＬの試験解析より，２次冷却系強制冷却での減圧時の１次冷却材圧力の不確かさが 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。 ＬＯＦＴ　Ｌ６－１試験解析，ＬＯＦＴ　Ｌ９－３試験解析より，加圧時の１次冷却材温度の不確かさが±2℃，１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	入力値に含まれる。
	２次側水位変化・ドライアウト	２流体モデル	ＬＯＦＴ　Ｌ６－１試験解析，ＬＯＦＴ　Ｌ９－３試験解析より，ドライアウト特性を適切に模擬すること，及び，１次冷却材温度の不確かさが±2℃，１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	２次側給水（主給水・補助給水）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。

第 6.4.5 表　ＳＰＡＲＫＬＥ－２における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心（核）	中性子動特性（核分裂出力）	３次元動特性モデル 核定数フィードバックモデル	ドップラ反応度帰還効果の不確かさに含める。
	ドップラ反応度帰還効果		モンテカルロコードとの比較及びＳＰＥＲＴ－Ⅲ Ｅ－ｃｏｒｅ実験解析より，ドップラ反応度帰還効果の不確かさとして従来から安全解析等に用いられてきた±10%が矛盾しないことを確認した。
	減速材反応度帰還効果		モンテカルロコードとの比較及び減速材温度係数測定検査との比較より，減速材温度係数の不確かさが±3.6pcm／℃であることを確認した。
	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	非定常熱伝導方程式	ドップラ反応度帰還効果の不確かさに含める。
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	二相圧力損失モデル サブクールボイドモデル 気液相対速度	ＮＵＰＥＣ管群ボイド試験解析より，予測値と測定値の差の標準偏差は 4%であり，2σ を考慮すると沸騰・ボイド率の不確かさとして±8%であることを確認した。
加圧器	気液熱非平衡	２流体モデル	ＬＯＦＴ Ｌ６－１試験解析，ＬＯＦＴ Ｌ９－３試験解析より，１次冷却材温度の不確かさとして±2℃，１次冷却材圧力の不確かさとして±0.2MPa であることを確認した。
	水位変化		
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	二相／サブクール 臨界流モデル	
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	伝熱管熱伝達モデル	
	２次側水位変化・ドライアウト	２流体モデル	
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	入力値に含まれる。
	２次側給水（主給水・補助給水）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（1／5）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心（核）	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心挙動モデル（炉心ヒートアップ）	ＴＭＩ事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生，炉心領域での溶融進展状態は，ＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認。 炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認（代表４ループプラントを例とした）。 ・ＳＢＯ，ＬＯＣＡシーケンスともに，運転員操作の起点となる炉心溶融の開始時刻には影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は，ＳＢＯシーケンスでは約 14 分早まる。ＬＯＣＡシーケンスでは約 30 秒早まる。
	燃料棒表面熱伝達		
	燃料被覆管酸化		
	燃料被覆管変形		
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５よりも炉心露出を遅めに予測する傾向があり，これを不確かさとして取り扱う。Ｍ－ＲＥＬＡＰ５は炉心露出予測について保守的な傾向となることを確認。 非常用炉心冷却設備再循環切替失敗直前の炉心領域とダウンカマの保有水量，非常用炉心冷却設備再循環切替失敗後の崩壊熱による冷却材蒸散に伴う炉心水位低下の速度，炉心部のボイド率予測については，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５と同等な結果が得られていることを確認。 高温側配管領域の保有水量をＭ－ＲＥＬＡＰ５より多めに評価することを確認。これにより原子炉格納容器圧力を低めに評価するが，両解析コードの原子炉格納容器への放出エネルギから見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであり，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５でＭＡＡＰの計算結果を境界条件に用いることの影響は軽微であることを確認。また，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５は炉心露出予測について保守的な傾向となることを確認。
	気液分離（炉心水位）・対向流		
１次冷却系	気液分離・対向流	１次冷却系モデル（１次冷却系の熱水力モデル）	
	構造材との熱伝達	１次冷却系モデル（１次冷却系破損モデル）	－
	ＥＣＣＳ強制注入	安全系モデル（ＥＣＣＳ）	入力値に含まれる。
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入	安全系モデル（蓄圧タンク）	注入特性の不確かさは入力値に含まれる。 感度解析より流動抵抗（圧損）の感度が小さいことを確認。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（2／5）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
加圧器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	１次冷却系モデル （加圧器モデル）	ＴＭＩ事故解析より，Henry-Fauske モデルを用いた加圧器逃がし弁からの放出流量を適正に評価することを確認。
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	蒸気発生器モデル	ＭＢ－２実験解析より，１次冷却系から２次冷却系への熱伝達を適正に評価することを確認した。ただし，２次冷却系からの液相放出がある場合，伝熱量を過大評価する傾向を確認。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		ＭＢ－２実験解析より，蒸気放出の場合，放出量を適正に評価することを確認した。液相放出の場合，過大評価する傾向を確認。
	２次側水位変化・ドライアウト		ＭＢ－２実験解析より，ダウンカマ水位，伝熱部コラプス水位をほぼ適正に評価することを確認した。液相放出がある場合，伝熱部コラプス水位を低めに評価する傾向を確認。
原子炉格納容器	区画間の流動 （蒸気，非凝縮性ガス）	原子炉格納容器モデル （原子炉格納容器の 熱水力モデル）	ＨＤＲ実験解析及びＣＳＴＦ実験解析の結果より以下を確認。 ・原子炉格納容器内温度：十数℃程度高めに評価 ・原子炉格納容器圧力　：１割程度高めに評価 ・非凝縮性ガス濃度　　：適正に評価 なお，ＨＤＲ実験は，縦長格納容器と高い位置での水蒸気注入という特徴があり，国内ＰＷＲの場合，上記の不確かさは小さくなる方向と判断される。
	区画間の流動（液体）		
	構造材との熱伝達及び 内部熱伝導		
	スプレイ冷却	安全系モデル （格納容器スプレイモデル）	入力値に含まれる。
	水素濃度	原子炉格納容器モデル （水素発生）	ＴＭＩ事故解析における水素発生期間と水素発生量について，ＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認。
	格納容器再循環ユニットによる 格納容器内自然対流冷却	格納容器 再循環ユニットモデル	格納容器再循環ユニットの除熱性能に関する不確かさは入力値に含まれる。 水素が存在し，ドライ換算 13vol％の場合，原子炉格納容器圧力を 0.016MPa，温度を 2℃の範囲で高めに評価することを確認（代表３ループプラントの場合）。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（3／5）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心挙動モデル（リロケーション）	ＴＭＩ事故解析における炉心損傷挙動について，ＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認した。 リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心崩壊に至る温度を下げた場合の感度解析により影響を確認（代表４ループプラントを例とした）。 ・下部プレナムへのリロケーション後の原子炉容器の破損時刻は，ＳＢＯシーケンスの場合約 26 分，ＬＯＣＡシーケンスの場合約 3 分，それぞれ早まる。ただし，仮想的な厳しい条件を設定した場合の結果である。
	原子炉容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化，デブリ粒子熱伝達）	溶融炉心挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	原子炉容器内ＦＣＩに影響する項目として「デブリジェット径（炉心部の下部クラストの破損口径）」，「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」及び「デブリ粒子の径」をパラメータとして感度解析より，いずれについても，１次冷却材圧力の過渡的な変化に対して影響はあるものの，原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度は小さいことを確認。
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	ＴＭＩ事故解析における下部ヘッドの温度挙動についてＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認した。 下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に関する項目として「溶融炉心と上面水プールとの熱伝達」をパラメータとした感度解析より，原子炉容器破損割合及び破損時刻に対して感度が小さい。また，「溶融炉心と原子炉容器間の熱伝達」をパラメータとして感度解析より，１次冷却材圧力及び原子炉容器破損時刻に対して感度が小さいことを確認（代表４ループプラントを例とした）。
	原子炉容器破損，溶融	溶融炉心挙動モデル（原子炉容器破損モデル）	原子炉容器破損に影響する項目として「計装用案内管溶接部の破損判定に用いる最大歪み（しきい値）」をパラメータとした場合の感度解析より，原子炉容器破損時間が 5 分早まることを確認。ただし，仮想的な厳しい条件を与えたケースであり，実機解析への影響は小さいと判断される。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（4／5）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化，デブリ粒子熱伝達）	溶融炉心挙動モデル（原子炉下部キャビティでの溶融炉心挙動）	原子炉容器外ＦＣＩ現象に関する項目として「原子炉下部キャビティ水深」，「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」，「デブリ粒子の径」及び「原子炉容器破損口径」に関して，格納容器破損防止の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の事象をベースとする感度解析より，原子炉容器外ＦＣＩにより生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認。
			ＭＣＣＩ現象への影響の観点で，「原子炉下部キャビティ水深」及び「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」に関して，格納容器破損防止の「溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象をベースにした感度解析より，ＭＣＣＩによるコンクリート侵食量への感度が小さいことを確認。
	原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心挙動モデル（原子炉下部キャビティでの溶融炉心挙動）	ＭＣＣＩ現象への影響の観点で，格納容器破損防止の「溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象をベースに感度解析より，「水－溶融炉心間の熱伝達係数」に関して，ＭＣＣＩによるコンクリート侵食量への感度は小さいことを確認。また，「溶融炉心の拡がり面積」に関して，原子炉下部キャビティ床面積の約 1／10 を初期値とし，落下量に応じて拡がり面積が拡大する条件を設定した場合に，コンクリート侵食深さは約 18cm となることを確認。これらのパラメータについてコンクリート侵食に対して厳しい条件を重ね合わせた場合のコンクリート侵食は約 19cm であり，継続的な侵食が生じないことを確認。ＭＣＣＩによって発生する水素を加えても，最終的な原子炉格納容器内の水素濃度は 6vol％程度（ドライ条件換算）であり，水素処理装置（ＰＡＲ及び電気式水素燃焼装置）による処理が可能なレベルであることを確認。 ＡＣＥ及びＳＵＲＣ実験解析より，溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認。
	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱		
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		
	コンクリート分解・非凝縮性ガス発生		

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（5／5）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉容器（炉心損傷後）	１次冷却系内 核分裂生成物（ＦＰ）挙動	核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデル	ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析より，ギャップ放出のタイミングについては適切に評価されるが，燃料被覆管温度を高めに評価し，燃料破損後のＦＰ放出開始のタイミングも早く評価する結果となったが，実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。 ＡＢＣＯＶＥ実験解析より，原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認。 炉心溶融検知に影響する項目として「炉心からのＦＰ放出速度」を低減させた場合の感度解析より，原子炉格納容器上部区画の希ガス量への影響は小さいことを確認。
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内 核分裂生成物（ＦＰ）挙動		

第6.4.7表　ＧＯＴＨＩＣにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	保存式，流動を模擬する構成式及び相関式	ＮＵＰＥＣ試験Ｔｅｓｔ Ｍ－７－１の試験解析により，ヘリウム濃度のコード予測性から，モデルの不確かさが各区画の水素濃度予測に与える影響は約2.4%と推定。
		非凝縮性ガスの輸送モデル	
		ノーディングスキーム	
	構造材と熱伝達及び内部熱伝導	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		熱伝達モデル	流動に影響する凝縮熱伝達モデルについて±40%程度。
		熱伝導モデル	不確かさはない。
	スプレイ冷却	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		界面積モデル	
		界面伝達モデル	
	水素処理	ＰＡＲ特性モデル	実規模試験に基づき，製造元が供給する水素処理に係る性能評価式を使用（組込誤差約0.3%）。 ＴＨＡＩ試験再現性より，水素処理量を少なく予測する傾向となる。
		電気式水素燃焼装置による水素燃焼モデル	コード開発元による解析解との比較により，圧力で0.5%，温度で1%の不確かさがあることを確認。

第 6.4.8 表　ＣＯＣＯにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器	構造材と熱伝達及び内部熱伝導	ヒートシンク熱伝達モデル	ＣＶＴＲ　Ｔｅｓｔ－３試験解析より，熱伝達モデルとして修正内田の式を適用することで，原子炉格納容器圧力についてはピーク圧力を約 1.6 倍高く，原子炉格納容器内雰囲気温度については約 20℃高めに評価することを確認。
		ヒートシンク内熱伝導モデル	

第6.7.1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1／3）

分類	物理現象＼評価事象＼評価指標	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
									インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力，燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，漏えい量	燃料被覆管温度，漏えい量
炉心（核）	核分裂出力（中性子動特性）	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○	○	○	○	○	○	○
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	－	－	○	－	○	○
	限界熱流束（ＣＨＦ）※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	燃料被覆管酸化	－	－	－	－	－	○	－	－	－
	燃料被覆管変形	－	－	－	－	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	３次元熱流動	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	－	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	－	－	○	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。
※２：Critical Heat Flux

第6.7.1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（2／3）

分類	評価事象 ／ 物理現象 ＼ 評価指標	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
									インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力，燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，漏えい量	燃料被覆管温度，漏えい量
１次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	○	－	－	○	－	○	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	○	○	－	－	○	－	○	－
	気液分離・対向流	－	○	○	－	－	－	○	○	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入※１	○	－	－	－	－	○	○	○	○
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※１	－	○	○	－	－	○	－	－	－
加圧器	気液熱非平衡	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	水位変化	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	○	－	－	－	○	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（3／3）

分類 ＼ 評価事象 ／ 評価指標 ／ 物理現象	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
								インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度，原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力，燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度，漏えい量	燃料被覆管温度，漏えい量
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	○	○	○	－	○	○	－	○	○
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	○	○	－	○	○	－	○	○
	２次側水位変化・ドライアウト	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	○	○	－	○	○	－	○	○
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	気液界面の熱伝達	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	－	○	○	○	－	－	－	－	－
	スプレイ冷却※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却※1	－	－	－	○	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（1／4）

分類	物理現象＼評価事象＼評価指標	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 原子炉格納容器圧力及び温度	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 1 次冷却材圧力	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 原子炉格納容器圧力	水素燃焼 水素濃度	溶融炉心・コンクリート相互作用 コンクリート侵食量
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○	○	○
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（2／4）

分類	評価事象 ＼ 評価指標 ／ 物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 原子炉格納容器圧力及び温度	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 １次冷却材圧力	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 原子炉格納容器圧力	水素燃焼 水素濃度	溶融炉心・コンクリート相互作用 コンクリート侵食量
１次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	－	－	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入※１	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※１	－	－	－	－	－
加圧器	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	水位変化	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（3／4）

分類	評価事象／評価指標／物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		原子炉格納容器圧力及び温度	１次冷却材圧力	原子炉格納容器圧力	水素濃度	コンクリート侵食量
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	－	－	－	－
	２次側水位変化・ドライアウト	－	－	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	－	－	－	－
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	○	－	○	○	○
	気液界面の熱伝達	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	－	－	○	－
	スプレイ冷却※1	○	－	－	○	－
	格納容器再循環ユニット自然対流冷却	○	－	－	－	－
	放射線水分解等による水素発生	－	－	－	－	－
	水素濃度変化	－	－	－	○	－
	水素処理	－	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（4／4）

分類	物理現象＼評価事象＼評価指標	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		原子炉格納容器圧力及び温度	１次冷却材圧力	原子炉格納容器圧力	水素濃度	コンクリート侵食量
原子炉容器（炉心損傷後）	リロケーション	○	○	○	○	○
	原子炉容器内ＦＣＩ※1（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉容器内ＦＣＩ※1（デブリ粒子熱伝達）	－	○	－	－	－
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○	○	○	－	○
	原子炉容器破損，溶融	○	○	○	○	○
	１次冷却系内ＦＰ挙動※2	－	－	－	－	－
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉容器破損後の高圧溶融炉心放出	－	－	－	－	－
	格納容器雰囲気直接加熱	－	－	－	－	－
	原子炉容器外ＦＣＩ※1（溶融炉心細粒化）	○	－	○	－	○
	原子炉容器外ＦＣＩ※1（デブリ粒子熱伝達）	○	－	○	－	○
	原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり	－	－	－	○	○
	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱	－	－	－	○	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	－	－	－	○	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	－	－	－	○	○
	原子炉格納容器内ＦＰ挙動※2	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：Fuel-Coolant Interaction（溶融炉心と冷却水の相互作用）
※２：Fission Product（核分裂生成物）

第 6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1／2）

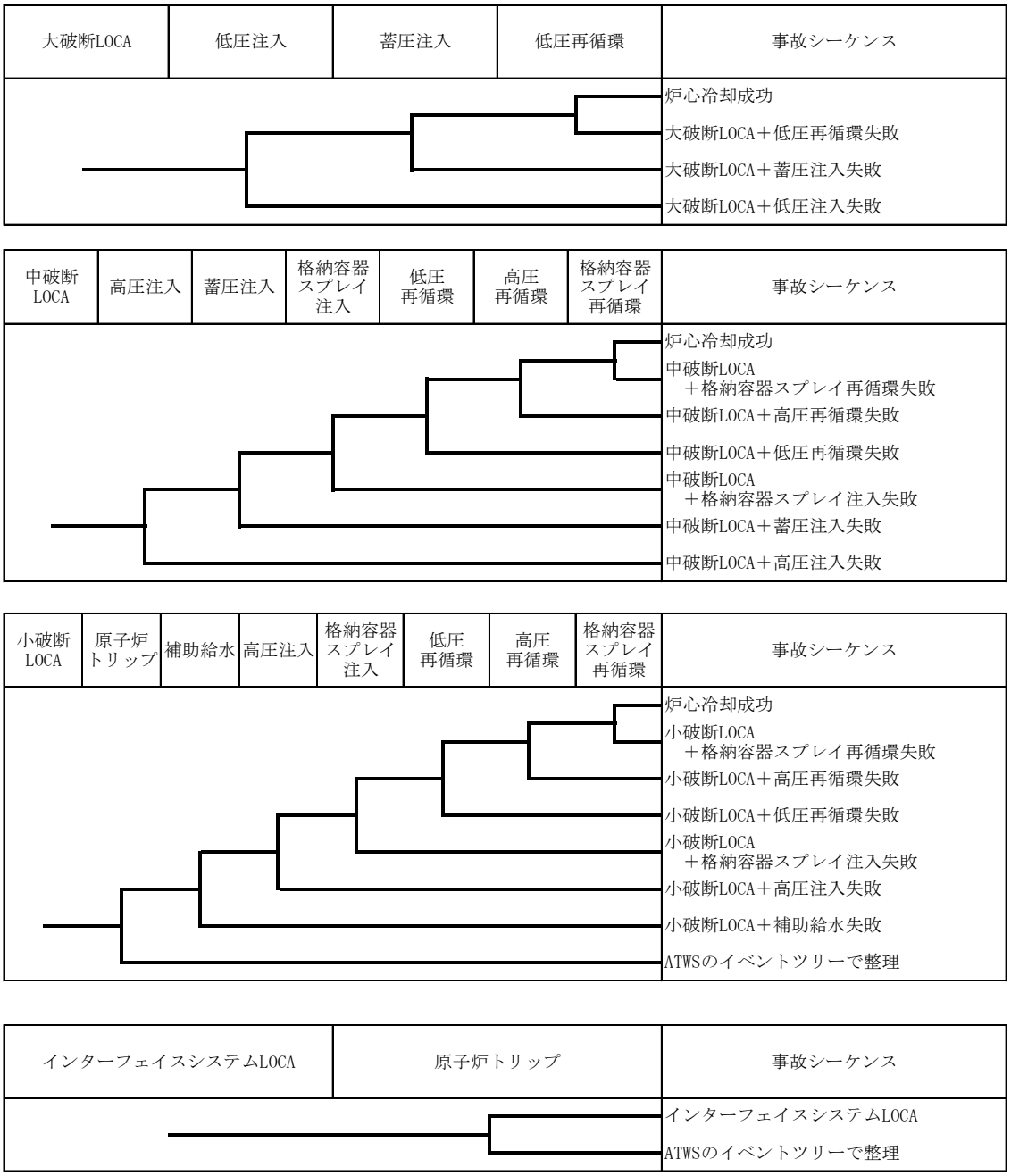
分類	評価事象 ＼ 物理現象 ／ 評価指標	崩壊熱除去機能喪失 炉心水位，燃料被覆管温度	全交流動力電源喪失 炉心水位，燃料被覆管温度	原子炉冷却材の流出 炉心水位，燃料被覆管温度
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－
	燃料棒表面熱伝達	－	－	－
	限界熱流束（ＣＨＦ）※2	－	－	－
	燃料被覆管酸化	－	－	－
	燃料被覆管変形	－	－	－
炉心（熱流動）	３次元熱流動	－	－	－
	沸騰・ボイド率変化	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－
	圧力損失	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。
※２：Critical Heat Flux

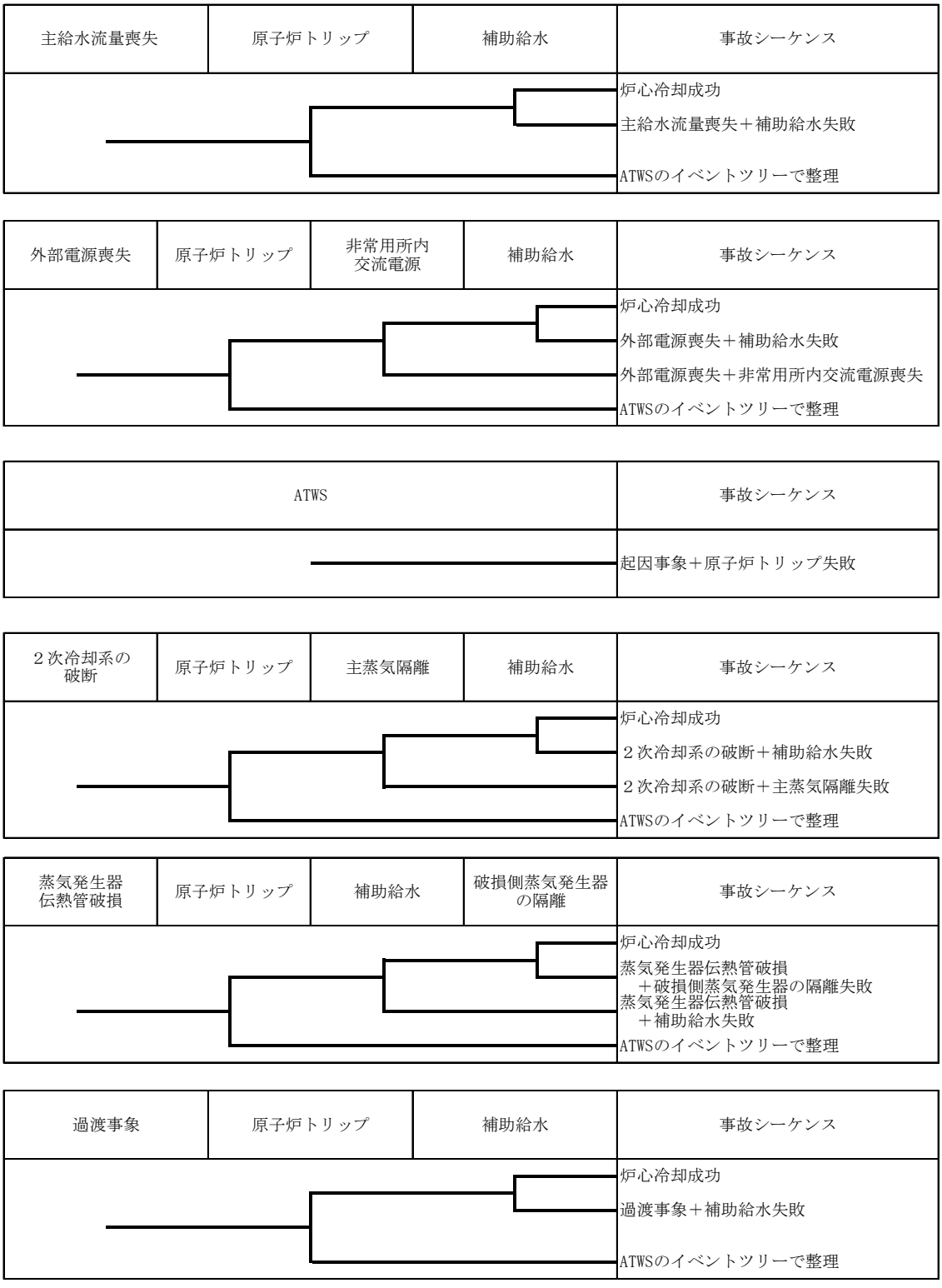
第 6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（2／2）

分類	物理現象＼評価事象＼評価指標	崩壊熱除去機能喪失 炉心水位，燃料被覆管温度	全交流動力電源喪失 炉心水位，燃料被覆管温度	原子炉冷却材の流出 炉心水位，燃料被覆管温度
1次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－
	圧力損失	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入（充てん系含む）※1	○	○	○
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※1	○	○	－
加圧器	気液熱非平衡	－	－	－
	水位変化	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	－
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	－	－
	２次側水位変化・ドライアウト	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	－	－

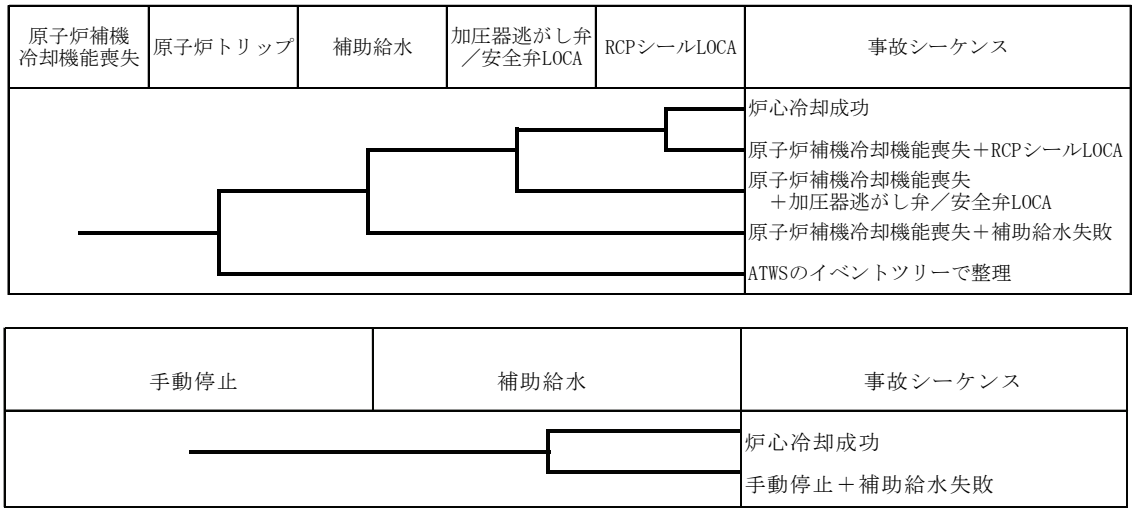
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
※１：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。



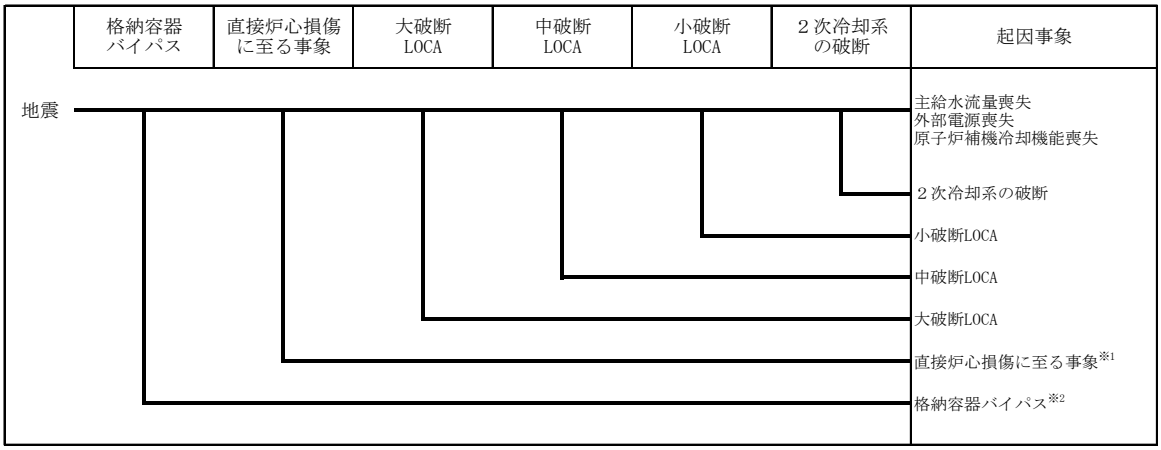
第6.2.1図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／3）



第6.2.1図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（2／3）

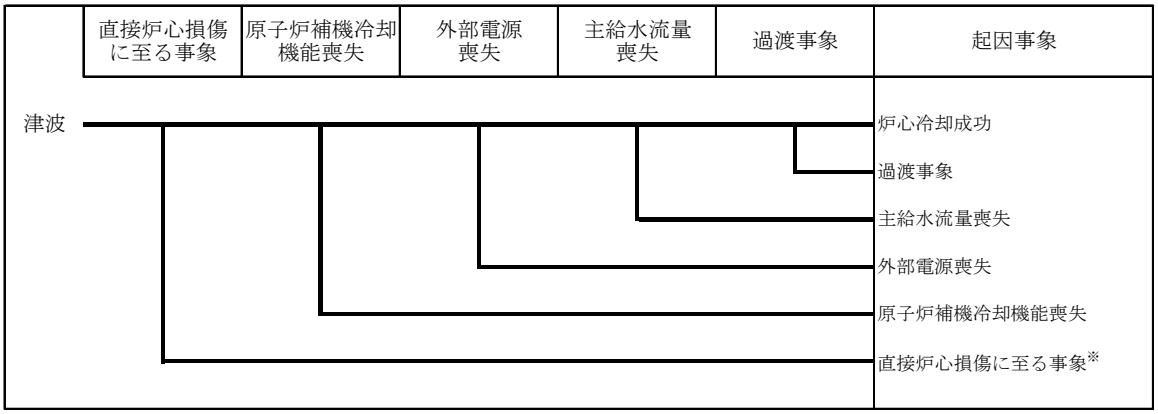


第 6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／3）



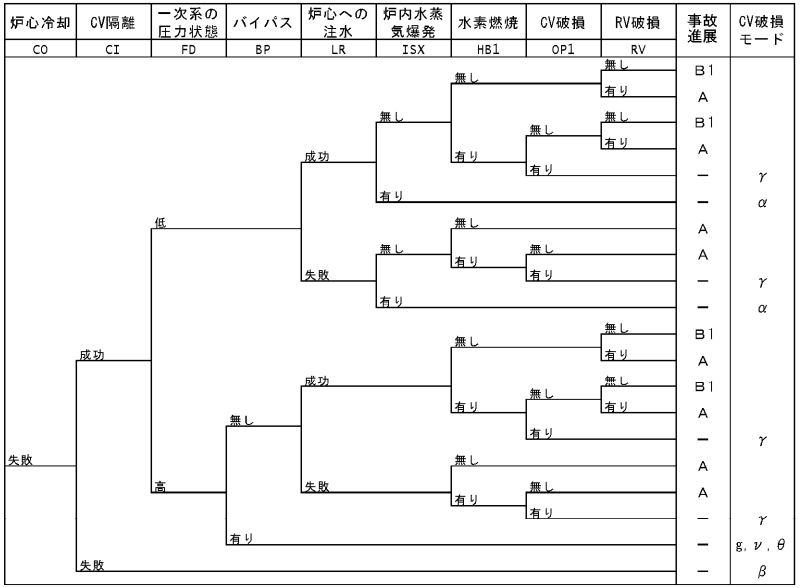
※1：大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ），原子炉格納容器損傷，原子炉建屋損傷，原子炉補助建屋損傷，１次冷却系流路閉塞による２次冷却系除熱機能喪失，複数の信号系損傷
※2：蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

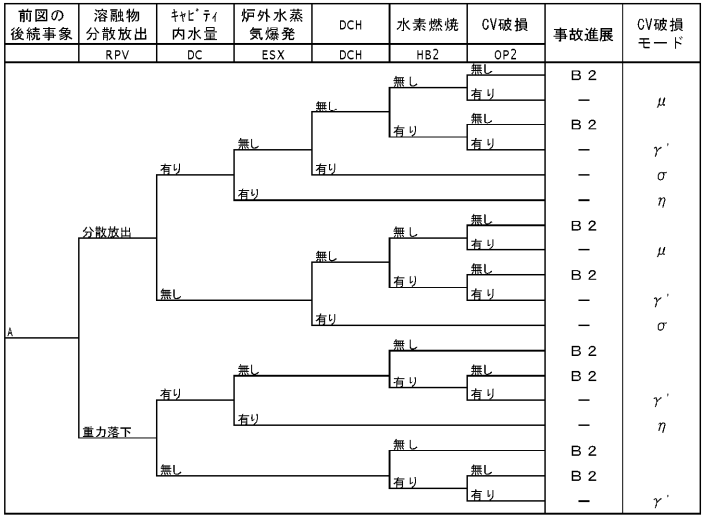
第 6.2.2 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

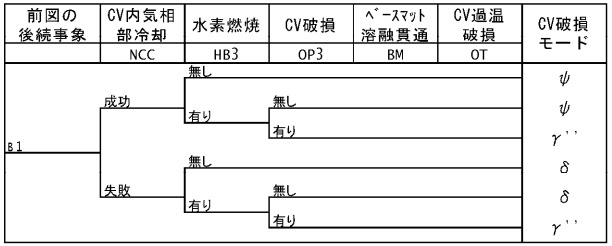


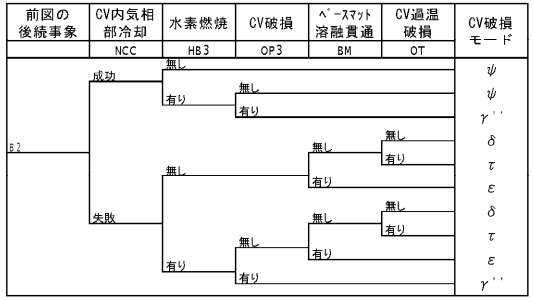
※：複数の信号系損傷

第 6.2.3 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー









（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

（注2）　格納容器破損モード:
α ＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β ＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼または水素爆轟による格納容器過圧破損
δ ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε ＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η ＝格納容器内での水蒸気爆発または水蒸気スパイクによる破損
σ ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν ＝余熱除去系隔離弁LOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ ＝格納容器貫通部過温破損
ψ ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

第 6.2.4 図　格納容器イベントツリー

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
	原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失

オーバードレン	事故シーケンス
	オーバードレン

水位維持失敗	事故シーケンス
	水位維持失敗

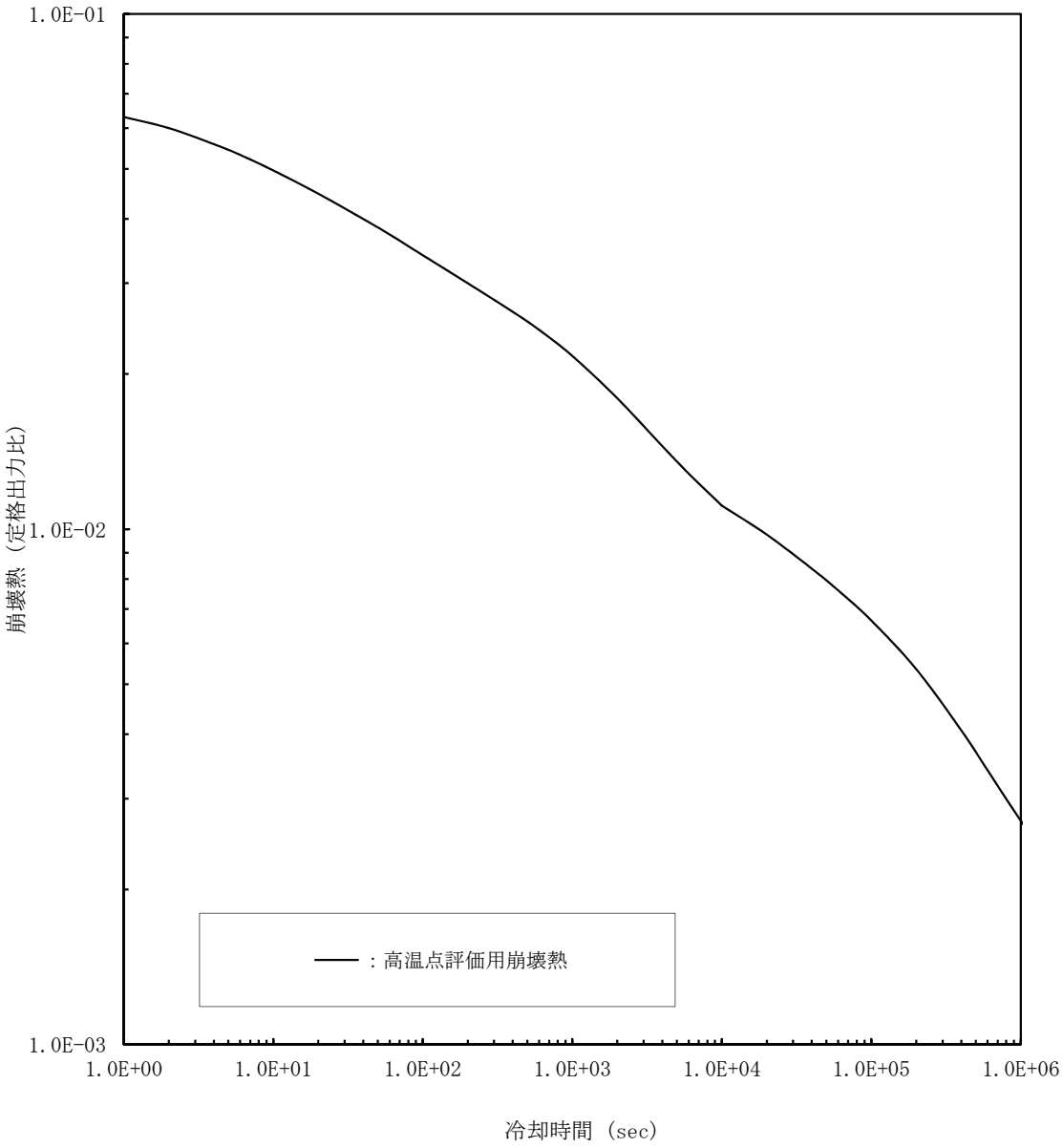
余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	余熱除去機能喪失

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	余熱除去系に よる冷却	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			外部電源喪失 ＋余熱除去系による冷却失敗
			外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失

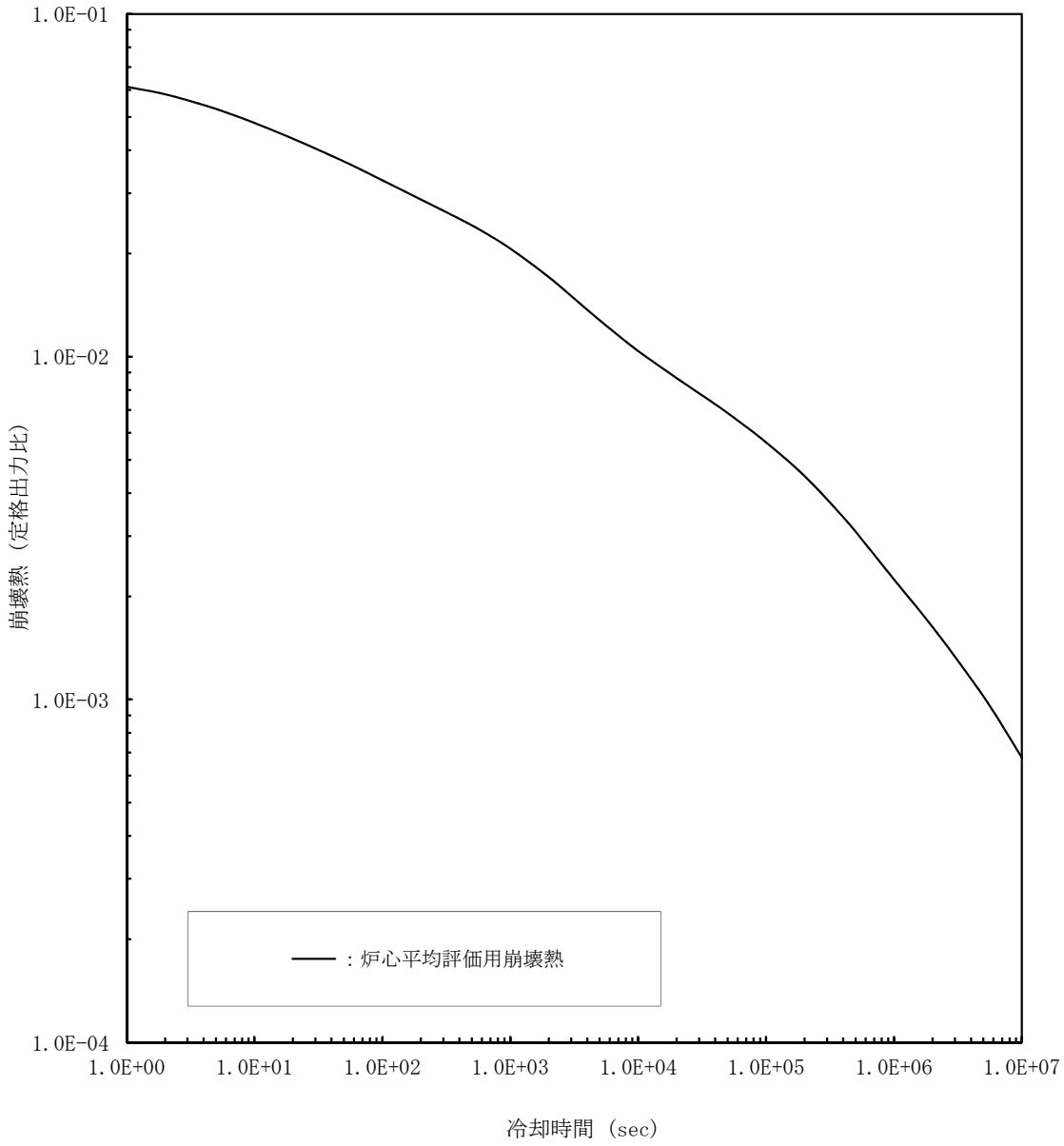
原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	原子炉補機冷却機能喪失

反応度の誤投入	事故シーケンス
	反応度の誤投入

第 6.2.5 図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー



第 6.5.1 図　高温点評価用崩壊熱



第 6.5.2 図　炉心平均評価用崩壊熱

7.　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

本原子炉施設は，設計基準としての安全対策を講じており，「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」を想定した解析においても，炉心の著しい損傷に至ること等はなく，安全性は十分確保し得ると考える。この節においては，本原子炉施設において想定する，重大事故等に対して，その発生原因と防止対策を説明し，対策の有効性評価を行うことで，重大事故等の発生に対しても，対処可能であることを説明する。

有効性評価に当たっては，「6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」において示す方針に基づいて評価を行った結果を示す。

7.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，炉心損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.1.1　２次冷却系からの除熱機能喪失

7.1.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「小破断ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故」，「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」，「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」，「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」，「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」，「２次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」，「２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，主給水流量喪失等が発生するとともに，補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失する。このため，蒸気発生器はドライアウトして，２次冷却系からの除熱機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，１次冷却系が高温，高圧状態となり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，１次冷却系を強制的に減圧し，高圧での炉心注水を行うことにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可

能とするため，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系による１次冷却系のフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる高圧再循環運転並びに余熱除去系による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.1.1図に，対応手順の概要を第7.1.1.2図及び第7.1.1.3図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.1.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員で構成され，合計16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，運転対応要員2名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.1.4図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16名で対処可能である。

ａ．プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．補助給水系機能喪失の判断

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し，全蒸気発生器水位が狭域水位以

下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。

補助給水系機能喪失の判断に必要な計装設備は，蒸気発生器水位（狭域）等である。

ｃ．補助給水系機能喪失時の対応

補助給水系機能喪失時の対応として，電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの機能回復操作，電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水並びに可搬型代替注水中型ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。

ｄ．１次冷却系のフィードアンドブリード開始

主蒸気逃がし弁の自動動作により，全ての蒸気発生器水位が低下し水位計（広域）指示が10％未満となれば，非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプの起動を確認後，全ての加圧器逃がし弁を開操作し，１次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。

１次冷却系のフィードアンドブリード中は，１次冷却材圧力，温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。

１次冷却系のフィードアンドブリード開始に必要な計装設備は，蒸気発生器水位（広域）等であり，１次冷却系のフィードアンドブリード中の炉心冷却状態の確認に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｅ．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

ｆ．高圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16％となれば，格納容器再循環サ

ンプ水位計（広域）指示が 61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより炉心へ注水する高圧再循環運転への切替えを行い，フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

高圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は，燃料取替用水タンク水位等である。

g．蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され，かつ蒸気発生器水位計（狭域）指示が0%以上となれば，蒸気発生器の水位が回復したと判断し，蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は，１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心の冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は，蒸気発生器水位（狭域）等である。

h．余熱除去系による炉心冷却

１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後，１次冷却材圧力が安定していることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｉ．１次冷却系のフィードアンドブリード停止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉止し１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。

１次冷却系のフィードアンドブリード停止に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

以降，長期対策として，炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。

なお，原子炉格納容器の冷却については，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，１次冷却系の圧力及び温度上昇が早く，１次冷却系のフィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入，加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトが重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，

本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，主給水流量の喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

補助給水系の機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，１次冷却材ポンプの運転が継続され，蒸気発生器１次側と２次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり，炉心崩壊熱が大きい状態で１次冷却系のフィードアンドブリードを開始することから，炉心冷却上厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプ

１次冷却系のフィードアンドブリードにおける炉心への注水は，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプをそれぞれ2台使用するものとし，炉心冷却性が厳しくなる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（（充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入特性）：0～約

130m^3／h，0～約 17.7MPa［gage］），（高圧注入ポンプ：0～約 160m^3／h，0～約 9.5MPa［gage］））を用いるものとする。

(b) 加圧器逃がし弁

１次冷却系のフィードアンドブリードにおける１次冷却材の放出は，加圧器逃がし弁 3 個を使用するものとし，1 個当たりの容量は，設計値である 95t／h とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) １次冷却系のフィードアンドブリードは，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，蒸気発生器広域水位が 0%に到達した時点を蒸気発生器ドライアウトとし，その 5 分後に開始するものとする。

なお，運用上は，計器誤差等を考慮して，蒸気発生器広域水位計指示 10%到達にて蒸気発生器ドライアウトと判断することにより，蒸気発生器広域水位が 0%になる前に１次冷却系のフィードアンドブリードを開始することとしている。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.1.3図に，１次冷却材圧力，１次冷却材温度，１次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第7.1.1.5図から第7.1.1.14図に，蒸気発生器水位及び２次冷却系圧力の２次冷却系パラメータの変化を第7.1.1.15図及び第7.1.1.16図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，主給水流量の喪失に伴い蒸気発生器の２次側の水位が

低下することで，「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。また，１次冷却材圧力は原子炉停止に伴う原子炉出力の低下により一旦低下するが，蒸気発生器の水位低下に伴う除熱量の低下によって上昇に転じ，加圧器逃がし弁が自動動作する。

一方，「蒸気発生器水位異常低」信号発信後，全補助給水ポンプの起動に失敗することから，主蒸気逃がし弁の自動動作による１次冷却系の除熱に伴い蒸気発生器水位の低下は継続し，事象発生の約 26 分後に蒸気発生器広域水位が 0%以下となり，蒸気発生器はドライアウトする。

蒸気発生器ドライアウトから 5 分後に，運転員による１次冷却系のフィードアンドブリードを開始し，加圧器逃がし弁の開操作による加圧器気相部の蒸気放出が開始される。開始時点における１次冷却材温度は飽和温度に対して余裕がありサブクール状態を維持していることから，開始直後は１次冷却材の減圧沸騰を伴わないため，１次冷却材圧力は急激かつ大幅に低下し，高圧注入が開始される。その後，１次冷却材圧力の急激な低下に伴う減圧沸騰の開始により１次冷却系は気液二相となり，１次冷却材体積の増加により加圧器水位が上昇するとともに加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相となることで蒸気放出が抑制され，１次冷却材圧力は上昇に転じる。１次冷却材圧力の上昇に伴い高圧注入流量が減少し，１次冷却系保有水量が減少することで加圧器に気相が生成されることから，加圧器逃がし弁からの蒸気放出が促進し，１次冷却材圧力が低下に転じる。１次冷却材圧力の低下に伴い高圧注入流量は増加し，事象発生の約 58 分後に高圧注入流量が加圧器逃がし弁からの放出量を上回り，１次冷却系保有水量は

増加に転じ，炉心の冠水状態は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.1.13 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.1.5 図に示すとおり，２次冷却系からの除熱機能喪失により一時的に上昇し，約 16.4MPa［gage］に到達するが，１次冷却系のフィードアンドブリードにより低下する。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.8MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，１次冷却系のフィードアンドブリードにより加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は，原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.1.5 図及び第 7.1.1.14 図に示すとおり，事象発生の約 2.4 時間後に余熱除去系による炉心冷却が可能となり，冷却を開始することで事象発生の約 8.9 時間で低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。その後も余熱除去系の運転を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

7.1.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，蒸気発生器ドライアウトが事象発生の約 26 分後と比較的早く，運転員等操作である１次冷却系のフィードアンドブリードにより，１次冷却系の減温，減圧及び１次冷却系保有水量の確保等を行うことが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，蒸気発生器ドライアウトを起点とする１次冷却系のフィードアンドブリードとする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウ

トの不確かさとして，１次冷却材温度を 2℃低く，１次冷却材圧力を 0.2MPa 低く評価する可能性がある。この場合，実際の１次冷却材温度及び圧力は高くなることから，蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，蒸気発生器水位の低下が早くなる。このため，蒸気発生器水位を起点とする１次冷却系のフィードアンドブリードの開始が早くなる。

なお，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５では，高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路において，実際よりも気相が流出しづらく，１次冷却系のフィードアンドブリードによる１次冷却系の減圧が遅くなる模擬としているが，１次冷却系のフィードアンドブリード開始後の１次冷却材圧力を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性がある。このため，実際の炉心水位は高くなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトの不確かさとして，１次冷却材温度を 2℃低く，１次冷却材圧力を 0.2MPa 低く評価する可能性がある。この場合には，実際の１次冷却材

圧力及び温度は高くなることから，１次冷却系のフィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量は多く，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量は少なくなるため，１次冷却系保有水量の低下が促進され，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。

しかし，不確かさを考慮した場合でも，１次冷却材圧力の上昇はわずかであり，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水により，炉心は露出することはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５では，高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において，実際よりも気相が流出しづらく，１次冷却系のフィードアンドブリードによる減圧が遅くなる模擬としている。このため，実際には解析よりも減圧が早く，早期に炉心への注水が可能となることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

なお，本重要事故シーケンスにおいて想定する充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプの運転台数はそれぞれ２台であるが，炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で，充てん

／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプをそれぞれ 1 台運転とした場合の感度解析を実施する。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の上昇が緩やかとなり，蒸気発生器水位の低下が遅くなる。このため，蒸気発生器ドライアウトを起点とする１次冷却系のフィードアンドブリードの開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の上昇が緩やかとなり，１次冷却系のフィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。また，蒸発率が小さくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプをそれぞれ 1 台運転の感度解析結果を第 7.1.1.17 図から第 7.1.1.21 図に示す。その結果，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量が少なくなるが，炉心は露出することなく，燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込

まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

１次冷却系のフィードアンドブリードは，第 7.1.1.4 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

１次冷却系のフィードアンドブリードは，解析上の操作開始時間と運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって早くなる。この場合，１次冷却材温度がより低くサブクール度が大きい状態で操作開始することから，沸騰開始までの減圧幅が大きく，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることが考えられる。一方で，操作開始が早まることで，１次冷却系のフィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱は大きくなるため，１次冷却材圧力及び温度の上昇並びに１次冷却系保有水量の低下が考えられる。このため，解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの 5 分後であるのに対し，3 分早い蒸気発生器ドライアウトの 2 分後に操作開始した場合の感度解析結果を第 7.1.1.22 図から第 7.1.1.27 図に示す。充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることで，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

一方，炉心崩壊熱の不確かさ等により，１次冷却材圧力及び温度の上昇が緩やかとなると，蒸気発生器の水位低下が抑制されることで，

蒸気発生器ドライアウトが遅くなり，１次冷却系のフィードアンドブリードの開始が遅くなる。この場合は，「(3)　操作時間余裕の把握」において，１次冷却系のフィードアンドブリードの開始が遅れた場合の操作時間余裕を感度解析により確認しており，同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

１次冷却系のフィードアンドブリードの開始時間に対する時間余裕を確認するため，１次冷却系のフィードアンドブリードの開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第 7.1.1.28 図から第 7.1.1.33 図に示すとおり，１次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することから，沸騰開始までの減圧幅が小さくなり，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少するが，炉心は露出することなく，燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移することから，操作時間余裕として蒸気発生器ドライアウトから 10 分程度は確保できる。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による１次冷却系のフィードアンドブリードで，１次冷却系の減温，減圧及び１次冷却系保有水量の確保を行うこと等により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.1.1.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする１次冷却系のフィードアンドブリードでの充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後，再循環運転に切替え，以降は格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお，外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵

タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により７日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.1.5　結　　論

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では，１次冷却系が高温，高圧状態となり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系による１次冷却系のフィードアンドブリード，長期対策として充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる高圧再循環運転並びに余熱除去系による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」について有効性

評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作による１次冷却系のフィードアンドブリードを実施することにより，炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において，１次冷却系のフィードアンドブリード等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対して有効である。

7.1.2　全交流動力電源喪失

7.1.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の出力運転中に，送電系統又は所内主発電設備の故障等により，外部電源が喪失し，常用系補機である１次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水，原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送，中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次冷却系の減温，減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また，従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに，ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから，ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が生じ，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，２次冷却系を強制的に減圧することにより１次冷却系を減温，減圧し，炉心注水を行うことにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.2.1図に，対応手順の概要を第7.1.2.2図から第7.1.2.5図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.2.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員，重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計63名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，運転対応要員3名，保修対応要員40名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.2.6図及び第7.1.2.7図に示す。

ａ．全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断するとともに，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

また，主蒸気ライン隔離を行い，主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により，２次冷却材喪失，蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合，２次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

ｂ．タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施す

る。

d．１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。

１次冷却材漏えい及び漏えいの規模の判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

e．補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

f．１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁等の閉止

充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお，隔離弁等の電源が回復していない場合は，現場にて閉止する。

g．主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却

事象発生後30分以内に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで，１次冷却材圧力計指示1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）を目標に減温，減圧を行う。また，目標値となれ

ば圧力，温度を維持する。

その後の蒸気発生器への注水量確保として，可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの供給を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

h．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

i．不要直流電源負荷切離し

空冷式非常用発電機からの受電ができない場合，24時間の直流電源供給を可能とするため，全交流動力電源喪失発生後2時間以内に中央制御室及び隣接した電気室等において，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の不要直流負荷の切離しを実施する。

j．蓄圧タンク出口弁閉止

空冷式非常用発電機等により電源が供給されれば，１次冷却材圧力計指示が1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）であることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

k．主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後，１次冷却材圧力計指示0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に，タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し，目標値となれば圧力，温度を維持する。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開に必要な計装設備は，

１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｌ．常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水

常設低圧代替注水ポンプの準備が完了し，１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし，常設低圧代替注水ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］以上であっても，ポンプ吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。

なお，常設低圧代替注水ポンプによる注水流量は，早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｍ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

ｎ．格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転

ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生している場合，長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。

格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。また，

燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61％以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器圧力等であり，高圧代替再循環運転に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｏ．蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続

長期対策として，外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い，蒸気発生器２次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｐ．原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。

7.1.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお，非常用所内交流電源の復旧に伴い，電源供給機能が復旧することも考えられるが，復旧により中央制御室での操作が可能となることで現地

操作にかかる作業，要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから，本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，１次冷却系における冷却材流量変化，冷却材放出，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離・対向流，圧力損失，ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入，並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に，ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生に伴う冷却材流出が生じるため，長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。このため，これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.2.2 表及び第 7.1.2.3 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，外部電源喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。

(d)　ＲＣＰシール部からの漏えい率

ＲＣＰシール部からの漏えい率は，全シールの機能喪失を仮定し，シール部や配管等の抵抗を考慮せず，それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として，１次冷却材ポンプ１台当たり，定格圧力において約 109m^3／h（480gpm）とし，その漏えい率相当となる口径約 1.4cm（約 0.6 インチ）を設定する。また，１次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。なお，ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても，ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生を想定しない場合のＲＣＰシール部が健全な場合の漏えい率は，全交流動力電源喪失時の１次冷却材圧力及び温度を考慮し，封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果に基づき，１次冷却材ポンプ 1 台当たり，定格圧力において 1.5m^3／h とし，その漏えい率相当となる口径約 0.2cm（約 0.07 インチ）を設定する。また，１次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものと

する。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し，解析上は事象発生の60秒後に4基の蒸気発生器に合計200m^3／hの流量で注水するものとする。

(b)　主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし，容量は設計値として，各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(c)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については，蓄圧注入のタイミングを遅くすることで１次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また，初期保有水量については，評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で，最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(d)　常設低圧代替注水ポンプの原子炉への注水流量

運転員等による炉心注水操作実施に当たっての余裕を考慮し，安定状態到達後に１次冷却系の圧力及び温度の維持を行う時点として，１次冷却材圧力 0.7MPa［gage］到達時点を選定し，この時点で炉心注水を開始する。注水流量は，想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として，30m^3／hを設定する。

(e)　ＲＣＰシール部からの漏えい停止

ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生していない場合においては，１次冷却材圧力が１次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa［gage］到達時点で漏えいが停止するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　２次冷却系強制冷却は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，主蒸気逃がし弁の現地開操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して，事象発生から30分後に開始するものとする。

(b)　代替交流電源は，ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては事象発生の 60 分後に確立するものとし，ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合においては交流電源が 24 時間使用できないものとして，事象発生の24時間後に確立するものとする。

(c)　１次冷却材温度の維持は，１次冷却系への窒素注入による蒸気発生器２次側冷却時の１次冷却系自然循環阻害を防止する観点から，１次冷却系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa［gage］に約0.5MPa の余裕を考慮した約 1.7MPa［gage］における飽和温度である208℃に到達した段階とする。

(d)　蓄圧タンク出口弁の閉止は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(3)に従い，１次冷却材圧力約 1.7MPa［gage］到達及び代替交流電源の確立から，10分後に実施するものとする。

(e)　２次冷却系強制冷却の再開は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して，蓄圧タンク出口弁の閉止から 10 分後に再開するものとする。また，１次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとす

る。

(f)　タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで，蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g)　ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては，１次冷却材圧力が 0.7MPa［gage］に到達すれば，常設低圧代替注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

a．ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.4 図に，１次冷却材圧力，１次冷却材温度，１次冷却系保有水量，炉心水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.2.8 図から第 7.1.2.18 図に，２次冷却系圧力及び蒸気発生器水位等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.2.19 図から第 7.1.2.24 図に示すとともに，原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.2.25 図及び第 7.1.2.26 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い１次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで，「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。また，全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡの発生を想定することから，１次冷却材圧力は徐々に低下する。

事象発生の約１分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し，事象発生の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始し，１次冷却系を減温，減圧することで，事象発生の約 40 分後に蓄圧注入系が動作する。

事象発生の約 55 分後に１次冷却材圧力が約 1.7MPa［gage］に到達し，その状態を維持し，事象発生の 70 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し，事象発生の 80 分後に２次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約 2.2 時間後に，１次冷却材圧力が 0.7MPa［gage］に到達した段階で，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を開始することで１次冷却系の保有水量は回復する。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.2.18 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.2.8 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.2.25 図及び第 7.1.2.26 図に示すとおり，ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えいにより上昇するが，事象発生後 24 時間時点で原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

その後は，蒸気発生器による炉心冷却，高圧代替再循環運転を行い，第 7.1.2.27 図及び第 7.1.2.28 図に示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度は維持される。

事象発生の約 4 時間後に高温の停止状態になり，安定停止状態に至る。その後も，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転等を継続することにより安定停止状態を維持できる。

なお，原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用に期待できる場合には，原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

ｂ．ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.5 図に，１次冷却材圧力，１次冷却材温度，１次冷却系保有水量，炉心水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.2.29 図から第 7.1.2.37 図に，２次冷却系圧力及び蒸気発生器水位等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.2.38 図から第 7.1.2.43 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い１次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで，「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。また，全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが，ＲＣＰシールＬＯＣＡは発生しないことから１次冷却系は高圧で維持される。

事象発生の約 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し，事象発生の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始し，１次冷却系を減温，減圧することで，事象発生の約 65 分後に蓄圧注入系が動作する。

事象発生の約 24 時間後に１次冷却材圧力が約 1.7MPa［gage］に到達し，その状態を維持し，その 10 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し，さらに，10 分後に２次冷却系強制冷却を再開する。

事象発生の約 28 時間後に，１次冷却材圧力が 0.83MPa［gage］に到達した時点で，１次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている

逃がし弁が吹き止まることで，ＲＣＰシール部からの漏えいは停止し，事象発生の約 29 時間後に１次冷却材圧力が約 0.7MPa［gage］に到達する。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.2.37 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.2.29 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，ＲＣＰシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり，「全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）」より厳しくならないことから，原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.2.29 図及び第 7.1.2.30 図に示すように，１次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示し，炉心は安定して冷却されており，事象発生の約 29 時間後に高温の停止状態になり，安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を行うことにより，安定停止状態を維持できる。

なお，原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用に期待できる場合には，原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である２次冷却系強制冷却により１次冷却系の減温，減圧率を調整できることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，２次冷却系強制冷却開始後の１次冷却材温度を指標に調整操作を行う１次冷却材圧力及び温度の維持，１次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止，蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする２次冷却系強制冷却の再開，１次冷却材圧力を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性がある。しかしながら，炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10%大きく又は小さく評価する可能性があるが，初期の漏えい流量が実機の設計漏えい流量となるように入力で調整することから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，二相領域での漏えい率を 10%小さく又は50%大きく評価する可能性があるが，試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価していることから，実際の漏えい流量は小さくなり，１次冷却系の減温，減圧が遅くなることで，１次冷却材圧力及び温度の低下が抑制される。このため，１次冷却材圧力及び温度を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が遅くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却系の減温，減圧が早くなることで１次冷却材圧力及び温度は低くなることから，１次冷却材圧力及び温度を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなることで１次冷却材温度及び圧力は低くなるとともに，１次冷却材圧力を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性があることから，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きく

なり，１次冷却系の減温，減圧が早くなることで１次冷却材圧力及び温度を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約 1.6 倍高く，原子炉格納容器内温度を約 20℃高く評価する可能性があるが，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40％程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性がある。このため，実際の炉心水位は高くなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10％大きく又は小さく評価する可能性があるが，初期の漏えい流量が実機の設計漏えい流量となるように入力で調整することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，二相領域での漏えい率を 10％小さく又は 50％大きく評価する可能性があるが，試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価していることから，実際の漏えい流量は小さくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却系の減温，減圧が早くなることで１次冷却材圧力及び温度は低くなることから，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなることで１次冷却材圧力及び温度は低くなることから，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性があることから，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなるとともに，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約 1.6 倍高く，原子炉格納容器内温度を約 20℃高く評価する可能性がある。このため，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びＲＣＰシール部からの漏えい率，並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなり，主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次冷却材圧力及び温度の目標到達時間や１次冷却材圧力及び温度を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

ＲＣＰシール部からの漏えい率を最確値とした場合，解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の低下が遅くなり，主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次冷却材圧力及び温度の目標到達時間並びに１次冷却材圧力及び温度を起点とする蓄圧タンク出口弁等の開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下することで，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価

項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ＲＣＰシール部からの漏えい率を最確条件とした場合，解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合，解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなるため，蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり，注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから，１次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが，１次冷却材圧力0.7MPa［gage］到達による安定状態維持時点の１次冷却系保有水量に対して，蓄圧タンクによる１次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお，本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギが放出される「7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから，本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能である。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

２次冷却系強制冷却，１次冷却材圧力及び温度の維持は，第7.1.2.6図及び第7.1.2.7図に示すとおり，現場での操作であるが，

事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止は，第 7.1.2.6 図及び第 7.1.2.7 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設低圧代替注水ポンプの起動は，第 7.1.2.6 図及び第 7.1.2.7 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

事象発生の 30 分後又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする２次冷却系強制冷却による１次冷却材温度維持については，運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止については，１次冷却材圧力約 1.7MPa［gage］にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び１次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開については，炉心崩壊熱の不確かさ等により１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなると，主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなり，これに伴い操作開始が早くなる。

また，この操作は解析上の操作開始時間に対して，運用として実際

に見込まれる操作時間の方が早い。このように操作開始が早くなる場合には１次冷却系からの漏えい量が少なくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

一方，冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ，ＲＣＰシール部からの漏えい率等の不確かさにより，１次冷却系からの漏えい量が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり，これに伴い操作開始は遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は，１次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが，「(3)　操作時間余裕の把握」において，事象発生の 30 分後の２次冷却系強制冷却開始が遅れた場合の操作時間余裕を感度解析により確認しており，蓄圧タンク出口弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水については，蓄圧タンク出口弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開と同様であり，操作開始が早くなる場合には，炉心への注水のタイミングが早くなることから１次冷却系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，操作開始が遅くなる場合は，「(3)　操作時間余裕の把握」において，代替炉心注水の開始が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており，同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認

する。

２次冷却系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため，２次冷却系強制冷却の開始を30分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.1.2.44図から第7.1.2.47図に示すとおり，１次冷却系の減温，減圧が遅くなることで，１次冷却系からの漏えい量が多くなり，１次冷却系保有水量の減少が早くなるが，評価項目となるパラメータに対して十分余裕がある。したがって，操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できる。

なお，本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。

蓄圧タンク出口弁閉止の操作時間余裕については，第7.1.2.48図に示すとおり，１次冷却材圧力が約1.7MPa［gage］から，蓄圧タンク内の窒素が１次冷却系内に注入される圧力1.2MPa［gage］に達するまでの時間を１次冷却材圧力が約1.7MPa［gage］到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として１次冷却材圧力約1.7MPa［gage］到達から10分程度は確保できる。

常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕については，第7.1.2.49図に示すとおり，１次冷却系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に低下するまでの時間を，１次冷却材圧力が２次冷却系強制冷却再開時点のまま維持するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として１次冷却材圧力約0.7MPa［gage］到達から1.2時間程度は確保できる。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員

の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により１次冷却系の温度維持及び減温，減圧を行うこと等により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.1.2.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 63 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

なお，重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び，ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において，資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の

評価結果を以下に示す。

ａ．水　源

燃料取替用水タンクを水源とする常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水については，事象発生の約 64.2 時間後までの注水継続が可能であり，この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については，復水タンクが枯渇するまでの約 13.5 時間の注水継続が可能であり，この間に可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの補給が可能である。

ｂ．燃　料

空冷式非常用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 165.9kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約 800kl にて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 6.1kl の軽油が必要となる。また，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及び必要補機への冷却水供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 32.3kl の軽油が必要となる。このため，7 日間の運転継続に必要な軽油は，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量を合計して，約 38.4kl となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約 125kl にて供給可能である。

さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　源

空冷式非常用発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量及びその他負荷容量として約 1,090kW 必要となるが，空冷式非常用発電機の給電容量約 4,380kW（約 5,475kVA）にて供給可能である。

7.1.2.5　結　　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水，長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧代替再循環，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却及び常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより，炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

7.1.3　原子炉補機冷却機能喪失

7.1.3.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，原子炉補機冷却水ポンプの故障等により，全ての原子炉補機冷却機能が喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水並びに原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなるとともに，補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次冷却系の減温，減圧ができなくなる。また，ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい，加圧器逃がし弁又は安全弁からの１次冷却材の漏えいにより１次冷却系の保有水量の減少が生じ，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，２次冷却系を強制的に減圧することにより１次冷却系を減温，減圧し，炉心注水を行うことにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧代替再循環，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1 図に，対応手順の概要を第 7.1.3.2 図及び第 7.1.3.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」における重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計57名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，運転対応要員3名，保修対応要員34名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.3.4図に示す。なお，「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」以外の事故シーケンスについては，作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」と比較し，必要な要員数を確認した結果，57名で対処可能である。

ａ．原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し，原子炉の手動停止を行うとともに，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

b．補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

c．原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

d．原子炉補機冷却機能喪失時の対応

原子炉補機冷却機能喪失時の対応として，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

e．１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

原子炉補機冷却機能喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場

合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｆ．補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 100m^3／h 以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

ｇ．１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁等の閉止

充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

ｈ．主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却

事象発生後 30 分以内に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで，１次冷却材圧力計指示 1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温，減圧を行う。また，目標値となれば圧力，温度を維持する。

その後の蒸気発生器への注水量確保として，可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの供給を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｉ．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

ｊ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。また，中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

ｋ．蓄圧タンク出口弁閉止

１次冷却材圧力計指示が1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）であることを確認し，蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｌ．主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開

蓄圧タンク出口弁閉止確認後，１次冷却材圧力計指示0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し，目標値となれば圧力，温度を維持する。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｍ．常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水

常設低圧代替注水ポンプの準備が完了し，１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし，常設低圧代替注水ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］以上であっても，ポンプ

吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

常設低圧代替注水ポンプによる注水流量は，早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。

ｎ．格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転

長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプによるＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。

格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。

また，燃料取替用水タンク水位計指示が 16%となれば格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示 61%以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器圧力等であり，高圧代替再循環運転に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｏ．原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。

7.1.3.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，１次冷却材の流出量が多く，要求される設備容量

の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」であるが，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため，事象進展は同じであることから，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象，適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については，「7.1.2　全交流動力電源喪失」と同様である。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については，「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については，「7.1.2　全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，重要事故シーケンスにおいては，「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり，63 名である。また，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては，「7.1.3.1(3)　炉心損傷防止対

策」に示すとおり 57 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.1.2　全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5　結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では，ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水，長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」について有効性評価を行った。

上記は，「7.1.2　全交流動力電源喪失」と同様であり，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能であ

る。また，必要な水源，燃料及び電源については，「7.1.2　全交流動力電源喪失」と同様であり，供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において，代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。

7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失

7.1.4.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」，「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」，「小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに，格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系及び低圧注入系の再循環運転により継続するが，原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器内の圧力上昇を抑制できなくなり，原子炉格納容器が過圧破損に至る（原子炉格納容器先行破損）。

その後，格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉格納容器内を除熱することにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機

能喪失に対して，原子炉格納容器の健全性を維持し，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。長期的な冷却を可能とするため，高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.4.1図に，対応手順の概要を第7.1.4.2図及び第7.1.4.3図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.4.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.4.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員で構成され，合計16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員2名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.4.4図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16名で対処可能である。

ａ．プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．安全注入シーケンス作動状況の確認

「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

c．１次冷却材漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

d．燃料取替用水タンクの補給操作

１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

e．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

f．低圧及び高圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧及び高圧再循環運転への切替えを行う。

低圧及び高圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は，燃料取替用水タンク水位等である。

g．原子炉格納容器スプレイ系機能喪失の判断

格納容器圧力計指示が 195kPa［gage］以上かつ原子炉格納容器スプレイ系不動作の場合に原子炉格納容器スプレイ系機能喪失と判断する。

原子炉格納容器スプレイ系機能喪失の判断に必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

ｈ．原子炉格納容器スプレイ系機能喪失時の対応

原子炉格納容器スプレイ系機能喪失時の対応として，格納容器内自然対流冷却の準備（原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む。），原子炉格納容器スプレイ系の回復操作及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を行う。また，格納容器圧力計指示が 392kPa［gage］以上となれば，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替格納容器スプレイを行う。

原子炉格納容器スプレイ系機能喪失時の対応に必要な計装設備は，原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＡＭ）等であり，主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替格納容器スプレイに必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

ｉ．格納容器内自然対流冷却

Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば，通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

ｊ．再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として，高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びにＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

7.1.4.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，破断口径が大きい場合，原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いことから，原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく，また，事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず，原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから，運転員等操作の時間余裕の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭＡＡＰにより原子炉格納容器圧力，原子炉格納容器内温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.4.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，中破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷

却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし，原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また，破断口径は，原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約 10cm（4 インチ）とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，非常用炉心冷却設備の作動が早くなり，再循環切替の時期が早くなるため，より崩壊熱の高い時期に高温の格納容器再循環サンプ水を炉心注水することになり，原子炉格納容器に放出されるエネルギが大きくなることから，原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力低」信号により発信するものとし，12.04MPa［gage］を作動限界値とする。また，応答時間は 0 秒とする。

(b) 充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台作動し，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入特性）：0～約 180m^3／h，0～約 19.4MPa［gage］），（高圧注入ポンプ：0～約 190m^3／h，0～約 11.5MPa［gage］），（余熱除去ポンプ（低圧注入特性）：0～約 2,500m^3／h，0～約 1.5MPa［gage］））で炉心へ注水するものと

する。

最大注入特性とすることにより，破断口からの放出量が増加し，原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加することから，原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し，解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に4基の蒸気発生器に合計400m^3／hの流量で注水するものとする。

(d) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については，最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(e) 再循環切替

再循環切替は，燃料取替用水タンク水位16%到達後に行われるものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作，中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して，原子炉格納容器の最高使用圧力である0.392MPa［gage］到達から30分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.4.3 図に，原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.4.5 図から第 7.1.4.10 図に，原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.4.11 図から第 7.1.4.15 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，破断口から１次冷却材の流出により，１次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止するとともに，「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，非常用炉心冷却設備が作動することにより炉心は冠水状態に維持される。

燃料取替用水タンク水位が低下し，事象発生の約 5.2 時間後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。そのときに再循環運転により原子炉容器内水位は維持されるが，格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため，炉心崩壊熱を除去できず，原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。

事象発生の約 11 時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが，その 30 分後から格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで，原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。

ｂ．評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり，それぞれ最高値が約 0.409MPa［gage］及び約 141℃であり，原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍（0.784MPa［gage］）及び 200℃を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.4.10 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあ

ることから初期値（約 340℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.4.5 図に示すとおり，初期値（約 15.6MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

事象発生の約 5.2 時間後に原子炉は高温の停止状態になり，安定停止状態に至る。また，第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり，事象発生の約 12 時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており，原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

なお，原子炉格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には，原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により，原子炉格納容器の圧力上昇を抑制することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃程度高く評価する可能性がある。このため，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから，原子炉格納容器の圧力を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃程度高く評価する可能性がある。このため，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.4.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため，原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合，１次冷却材の流出流量が変動することで，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与える。このため，原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始時間が変動する。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合，１次冷却材の流出流量が変動することで，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから，破断口径を小さくした２インチの場合と，破断口径を大きくした６インチの場合の感度解析を実施した。その結果，第 7.1.4.16 図及び第 7.1.4.17 図に示すとおり，評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

ｉ）　６インチ破断

事象発生直後の短期応答については，破断口径が比較的大きいことから，事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後，１次冷却材圧力が低下することか

ら高圧注入流量が増加し，また，低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果，4 インチの場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。

長期応答については，破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり，再循環流量も多いことから格納容器再循環サンプ水の冷却が促進され，原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は 4 インチの場合を下回る。

ⅱ） 4 インチ破断

事象初期の破断流量は 2 インチ破断と 6 インチ破断の中間程度となるため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが，破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後，再循環切替により比較的高温の格納容器再循環サンプ水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギが大きくなることから，原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

ⅲ） 2 インチ破断

事象発生直後の短期応答については，破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく，また，蒸気発生器２次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから，原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。

長期応答については，破断口径が比較的小さいことから再循環運転への切替えが遅くなり，再循環流量も少ないことから格納容器再

循環サンプ水の冷却が促進されず，原子炉格納容器圧力及び温度は高めに推移する。一方，蒸気発生器２次側による除熱が寄与することから，結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は４インチの場合を下回る。

ⅳ）　４インチから２インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから，事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後，長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されにくくなるが，蒸気発生器２次側による除熱が寄与することから，原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。

ⅴ）　４インチから６インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから，事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後，長期的には再循環流量が比較的多く格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されることから，原子炉格納容器圧力及び温度が緩和される傾向となる。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

格納容器内自然対流冷却は，第 7.1.4.4 図に示すとおり，中央制御

室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却については，炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになる場合には，原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり，操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合でも，原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで，原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

また，破断口径の不確かさによって１次冷却材の流出流量が変動することで，原子炉格納容器圧力及び温度が変動するため，操作開始時間が変動するが，原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで，原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

さらに，解析上の操作開始時間に対して，運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

格納容器内自然対流冷却の時間余裕については，第 7.1.4.18 図に示すとおり，原子炉格納容器の最高使用圧力から最高使用圧力の 2 倍に到達す

るまでの時間を，原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 12 時間程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による格納容器内自然対流冷却を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。したがって，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後，再循環運転に切替え，以降は格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお，外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により７日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.4.5　結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では，原子炉格納容器内の圧力が上昇することで，原子炉格納容器が過圧破損に至り，格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなることにより，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却，長期対策として高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより，原子炉格納容器先行破損は生じない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪

失」において，格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。

7.1.5　原子炉停止機能喪失

7.1.5.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，主給水流量喪失，負荷の喪失等が発生するとともに，原子炉停止機能が喪失し，原子炉トリップができなくなる。このため，緩和措置がとられない場合には，過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため，１次冷却系が高温，高圧状態になり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し，１次冷却系の過圧を防止することにより，炉心損傷を防止する。長期的には，炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，タービントリップ，主蒸気ライン隔離及び全ての補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）を整備する。長期的には，未臨界を確保するために緊急ほう酸注入を整備し，炉心を冷却する

ために余熱除去系による冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.5.1 図に，対応手順の概要を第 7.1.5.2 図から第 7.1.5.4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.5.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計 12 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長 1 名，運転操作指揮補佐を行う副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名である。重大事故等対策要員は，放射線管理要員 3 名，通報連絡等を行う初動本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.5.5 図及び第 7.1.5.6 図に示す。

ａ．原子炉自動トリップ不能の判断

事故の発生に伴い，原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも係わらず，原子炉トリップしゃ断器表示灯「入」点灯，制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は，手動による原子炉及びタービントリップ，並びに制御棒駆動装置電源開放操作による制御棒落下操作を実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動及び作動状況確認

多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動によりタービントリップ，主蒸気ライン隔離，全ての補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量

が確立していることを確認する。また，タービントリップ及び主蒸気ライン隔離による１次冷却材温度の上昇に伴い，負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに，上昇した１次冷却材圧力が，補助給水ポンプ自動起動及び加圧器逃がし弁，主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。

多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動状況確認に必要な計装設備は，蒸気発生器水位（狭域）等である。

また，１次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等であり，１次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｃ．緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し，１次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また，原子炉補給水流量制御弁「閉」の確認及び１次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸注入に必要な計装設備は，ほう酸タンク水位である。

ｄ．原子炉未臨界状態の確認

「出力領域中性子束計指示が 5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し，原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

また，１次冷却系ほう素濃度のサンプリングにより，燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに，１次冷却材圧力，温度，加圧器水位が安定状態であることを確認する。

ｅ．１次冷却系の減温，減圧

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し，主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により，１次冷却系の減温，減圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は，補助給水流量等であり，１次冷却系の冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｆ．余熱除去系による炉心冷却

長期対策として，１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

なお，原子炉格納容器の冷却については，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.5.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動に期待する事象のうち，より多くの機能を期待する必要があり，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における中性子動特性，減速材反応度

帰還効果，ドップラ反応度帰還効果，崩壊熱，燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化，加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出，並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出，２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能である１次冷却系全体の熱流動と３次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コードＳＰＡＲＫＬＥ-２により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「7.1.5.3(3)　感度解析」において，それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は，定格値（3,411MWt）を用いる。

(b)　１次冷却材圧力

１次冷却材圧力の初期値は，定格値（15.41MPa［gage］）を用いる。

(c)　１次冷却材平均温度

１次冷却材平均温度の初期値は，定格値（307.1℃）を用いる。

(d)　減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は，炉心サイクル寿命中の変化，取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し，負の反応度帰還効果が小さくなるよう，炉心のほう素濃度を高めることにより－13pcm／℃に設定する。なお，本設定は平衡炉心より正側の値となっている。

(e)　ドップラ特性

ドップラ特性は，ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。

(f)　対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して，(d)，(e)の特性を考慮した炉心を用いる。

b．事故条件

(a)　起因事象

ⅰ）　主給水流量喪失

起因事象として，主給水流量の喪失が発生するものとする。

ⅱ）　負荷の喪失

起因事象として，負荷が瞬時に完全に喪失し，同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

原子炉停止機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，１次冷却材ポンプが動作していることから１次冷却材流量が低下せず，１次冷却材温度上昇が小さくなり，減速材

温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため，圧力評価上厳しくなる。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）

原子炉の自動停止に失敗し，蒸気発生器水位低下を多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が検知し，主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動信号は「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし，水位は狭域水位 7%を作動設定点とする。

(b) 主蒸気ライン隔離

主蒸気ライン隔離は，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動設定点到達 17 秒後に隔離完了するものとする。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動設定点に到達することにより自動起動し，60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 400m^3／h の流量で注水するものとする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動動作する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し，プラントを安定状態に導くことから，運転員等操作はない。このため，運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

a．主給水流量喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.3 図に，原子炉出力，1

次冷却材平均温度及び１次冷却材圧力等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.5.7 図から第 7.1.5.13 図に，２次冷却系除熱量及び蒸気発生器２次側保有水量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.5.14 図から第 7.1.5.18 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，主給水流量の喪失により，１次冷却材温度及び１次冷却材圧力が緩やかに上昇する。このとき，原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが，その後，主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が検知し，主蒸気ラインを隔離する。

これにより１次冷却材温度が上昇し，減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

１次冷却材温度の上昇に伴い，１次冷却材圧力は上昇するが，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され，補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により，１次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b)　評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.9 図に示すとおり，約 18.6MPa［gage］であり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.5.13 図に示すとおり，原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し，約 360℃に達した後，原子炉出力の低下に伴い低下し，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により，加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお，原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合，原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.5.8 図及び第 7.1.5.9 図に示すように，事象発生後 600 秒時点においても１次冷却材圧力及び温度は整定し，炉心は安定して冷却されている。その後は，主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し，化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後，１次冷却系の減温，減圧を行い，事象発生後約 13.5 時間で余熱除去系による炉心冷却が可能となり，冷却を開始することにより事象発生後約 20 時間で低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。さらに，余熱除去系の運転を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

ｂ．負荷の喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.4 図に，原子炉出力，１次冷却材平均温度及び１次冷却材圧力等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.5.19 図から第 7.1.5.25 図に，２次冷却系除熱量及び蒸気発生器２次側保有水量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.5.26 図から第 7.1.5.30 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，負荷の喪失により，１次冷却材温度及び１次冷却材圧力が上昇する。このとき，原子炉は自動停止しないが，減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後，主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により，１次冷却材温度の上昇は抑制され，原子炉出力が維持される。

また，全主蒸気隔離弁誤閉止又は復水器の故障に伴う主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）が検知する。

１次冷却材温度の上昇に伴い，１次冷却材圧力は上昇するが，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され，補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により，１次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b)　評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.21 図に示すとおり，約 18.6MPa［gage］であり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.5.25 図に示すとおり，原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し，約 360℃に達した後，原子炉出力の低下に伴い低下し，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により，加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお，原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合，原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この

場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.5.20 図及び第 7.1.5.21 図に示すように，事象発生後 600 秒時点においても１次冷却材圧力及び温度は整定し，炉心は安定して冷却されている。その後は，主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し，化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後，１次冷却系の減温，減圧を行い，事象発生後約 13.5 時間で余熱除去系による炉心冷却が可能となり，冷却を開始することにより事象発生後約 20 時間で低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。さらに，余熱除去系の運転を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

7.1.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により，自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い，１次冷却系の過圧を防止し，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとお

りであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「7.1.5.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し，プラントを安定状態に導くことから，運転員等操作はない。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，プラントを安定状態に導いた後には，緊急ほう酸注入による濃縮を実施し，未臨界状態を維持する。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果の不確かさとして，減速材温度係数を 3.6pcm／℃大きく評価する可能性がある。このため，実際の減速材反応度帰還効果は小さくなり，１次冷却材温度上昇時における負の反応度帰還効果が小さくなるため，原子炉出力が低下しにくくなり，１次冷却材膨張量が大きくなる。減速材反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については，加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には，１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが，加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与える。このため，これらの不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果の不確かさとして，10%小さく評価する可能性がある。このため，実際のドップラ反応度帰還効果は大きくなり，燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため，原子炉出力が低下しにくくなり，１次冷却材膨張量が大きくなる。ドップラ反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧

力に与える影響については，加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には，１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが，加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与える。このため，これらの不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。なお，炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含める。

炉心における沸騰・ボイド率変化の不確かさとして，8%大きく評価する可能性がある。このため，実際の炉心ボイド率が低くなり，１次冷却材密度の低下幅が小さくなるため，１次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり，原子炉出力が高くなることにより，評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし，１次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから，炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡，水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトの不確かさとして，１次冷却材圧力を 0.2MPa 低く，１次冷却材温度を 2℃低く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却材圧力が高くなり，評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また，実際の１次冷却材温度が高くなり，１次冷却材保有熱が大きくなることで，１次冷却材膨張量が大きく評価される。これらの解析コードの不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については，加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には，１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため，評価項目となるパラメータに

与える影響は小さいが，加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与える。このため，これらの不確かさを考慮した場合の影響を「(3)　感度解析」にて確認する。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心熱出力，１次冷却材圧力，１次冷却材平均温度，減速材温度係数及びドップラ特性に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「7.1.5.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し，プラントを安定状態に導くことから，運転員等操作はない。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。

なお，プラントを安定状態に導いた後には，緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し，未臨界状態を維持する。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力，１次冷却材圧力及び１次冷却材平均温度について，初期定常誤差を考慮すると，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について，加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には，１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが，加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与える。こ

のため，これらの定常誤差を考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

減速材温度係数のサイクル寿命中の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し，最確条件の減速材温度係数を用いた場合，解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため，１次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり，原子炉出力の上昇が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性は，装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため，ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくなく，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について，加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には，１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが，加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与える。このため，これらの不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

本重要事故シーケンスは，「7.1.5.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し，プ

ラントを安定状態に導くことから，運転員等操作はない。このため，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響はない。

なお，プラントを安定状態に導いた後には，緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し，未臨界状態を維持する。

(3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより，１次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施した。

感度解析に当たって，炉心熱出力，１次冷却材圧力及び１次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は，第 7.1.5.4 表及び第 7.1.5.5 表並びに第 7.1.5.31 図及び第 7.1.5.32 図に示すとおりであり，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約 19.0MPa［gage］，「負荷の喪失」時において約 19.2MPa［gage］となる。「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約 18.6MPa［gage］に比べて上昇するものの，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回っている。さらに，「(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり，解析コードにおける１次冷却材圧力及び温度の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回り，評価項目となるパラメータを満足する。

(4) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認

する。

本重要事故シーケンスは，「7.1.5.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し，プラントを安定状態に導くことから，運転員等操作はない。このため，操作遅れによる影響はない。

(5)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。感度解析結果より，不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

7.1.5.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.1.5.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり12 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，

その結果を以下に示す。

なお，重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において，資源の評価結果は同じである。

ａ．水　　源

復水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については，復水タンクが枯渇するまでの約13.5時間の注水継続が可能である。余熱除去系による冷却は，事象発生の約16.5時間後から使用可能となるため，復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約3時間は常設設備により復水タンクへの補給が必要となる。以降は余熱除去系による冷却を継続するため，復水タンクへの補給は不要である。

なお，外部電源の喪失を想定した場合は，復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約3時間は，復水タンクに可搬型代替注水中型ポンプ等による補給を行う。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給は，復水タンクの枯渇から余熱除去系による冷却開始までの約 3 時間の運転を想定して，約 0.2kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約 125kl にて供給可能である。

さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により７日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.5.5　結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，原子炉トリップができなくなることで，１次冷却系が高温，高圧状態になり，加圧器安全弁等からの漏えいが継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策としてタービントリップ，主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備），長期対策として緊急ほう酸注入及び余熱除去系による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）により，自動的に主蒸気ラインを隔離し，補助給水ポンプを自動起動することにより，

１次冷却材圧力が過度に上昇することはない。

その結果，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。

また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より，不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。

その結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，タービントリップ，主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

7.1.6　ＥＣＣＳ注水機能喪失

7.1.6.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「小破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」となる。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに，非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，１次冷却系の保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，２次冷却系による１次冷却系の減温，減圧により炉心注水を促進させることにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，余熱除去ポンプによる低圧注入を整備する。長期的な冷却を可能とするため，余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.1.6.1図に，対応手順の概要を第7.1.6.2図及び第7.1.6.3図に示すとと

もに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.6.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.6.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員で構成され，合計16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員2名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.6.4図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16名で対処可能である。

ａ．プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．安全注入シーケンス作動状況の確認

「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

ｃ．１次冷却材漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｄ．高圧注入系機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプのトリップ等による運転不能，又はほう酸注入ライン流量及び高圧注入ポンプ出口流量が確認できない場合は，高圧注入系機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に，全ての高圧注入系が動作しない場合は，２次冷却系強制冷却を行う。

高圧注入系機能喪失の判断に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

ｅ．高圧注入系機能喪失時の対応

高圧注入系機能喪失時の対応として，高圧注入系の回復操作，充てん系による注水操作，電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の運転準備を行う。

ｆ．電気式水素燃焼装置動作状況確認

電気式水素燃焼装置の運転状態を，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。

ｇ．主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却

１次冷却系からの漏えい量低減，蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して，中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し，蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温，減圧を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｈ．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

ｉ．余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｊ．燃料取替用水タンクの補給操作

１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

ｋ．蓄圧タンク出口弁閉止

蓄圧注入開始後，１次冷却材圧力計指示が0.6MPa［gage］となれば，蓄圧タンクから１次冷却系への窒素混入防止のため，蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｌ．低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 61％以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを行う。

以降，長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は，燃料取替用水タンク水位等であり，低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

なお，原子炉格納容器の冷却については，原子炉格納容器雰囲気の状

態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.6.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，破断口径が大きい場合，１次冷却材の流出流量が多く，時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，１次冷却系における冷却材放出，沸騰・凝縮・ボイド率変化，ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入，並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.6.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，中破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし，原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また，破断口径は，高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための１次冷却系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し，約 15cm（6 インチ），約 10cm（4 インチ）及び約 5cm（2 インチ）とする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から，炉心冷却上厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　余熱除去ポンプ

炉心への注水は，余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし，炉心冷却の観点から，炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性 0～約 980m^3／h，0～約 1.0MPa［gage］）を用いるものとする。

(b)　補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し，解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 400m^3／h の流量で注水するものとする。

(c)　主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし，容量は設計値として，各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当

たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(d)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については，蓄圧注入のタイミングを遅くすることで１次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また，初期保有水量については，評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で，最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　２次冷却系強制冷却操作は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び(2)に従い，非常用炉心冷却設備作動信号の発信 10 分後に開始し，開操作に 1 分を要するものとする。

(b)　補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで，蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.6.3 図に示す。

ａ．6インチ破断

１次冷却材圧力，１次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.5 図から第 7.1.6.11 図に，２次冷却系圧力及び補助給水流量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.12 図から第 7.1.6.14 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，破断口からの１次冷却材の流出により，１次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生の約 11 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。また，高圧注入系の機能喪失を仮定することから，１次冷却系保有水量が減少することで，炉心が一時的に露出し，燃料被覆管温度は上昇する。事象発生の約 6.2 分後に１次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され，燃料被覆管温度は約 6.7 分後に約 430℃に到達した後，炉心が再冠水することで急速に低下する。

事象発生の約 11 分後に主蒸気逃がし弁全開による２次冷却系強制冷却を開始する。その後，１次冷却材圧力に応じて，蓄圧注入が中断されるため，一時的に炉心は露出するが，蓄圧注入の再開により炉心は再冠水する。さらに，１次冷却材圧力が低下することにより，事象発生の約 22 分後に低圧注入が開始され，１次冷却系保有水量が回復に転じる。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.11 図に示すとおり，事象発生の約 6.7 分後に約 430℃に到達した後，再冠水することで低下することから，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は 0.1%未満にとどまることから，15%以下となる。

１次冷却材圧力は第 7.1.6.5 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍

（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は，原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.6.7 図に示すように，事象発生後 60 分時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから，炉心は安定して冷却されている。その後は，事象発生の約 3 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき，安定停止状態に至る。さらに，低圧再循環を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

ｂ．4インチ破断

１次冷却材圧力，１次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.15 図から第 7.1.6.21 図に，２次冷却系圧力及び補助給水流量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.22 図から第 7.1.6.24 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，破断口からの１次冷却材の流出により，１次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生の約 22 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。また，高圧注入系の機能喪失を仮定するこ

とから，１次冷却系保有水量が減少することで，事象発生の約 8.9 分後に炉心が露出し，燃料被覆管温度は上昇する。

その後，事象発生の約 11 分後に主蒸気逃がし弁全開による２次冷却系強制冷却を開始する。また，事象発生の約 13 分後に，１次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され，燃料被覆管温度は約 16 分後に約 940℃に到達した後，約 20 分後に炉心が再冠水することで，急速に低下する。さらに，１次冷却材圧力が低下することで，事象発生の約 30 分後に低圧注入が開始され，１次冷却系保有水量が回復に転じる。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.21 図に示すとおり，事象発生の約 16 分後に約 940℃に到達した後に再冠水することで低下することから，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は約 2.3%にとどまることから，15%以下となる。

１次冷却材圧力は第 7.1.6.15 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は，原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.6.17 図に示すように，事象発生後 60 分時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから，炉心は安定して冷却されている。その後は，事象発生の約 4 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき，安定停止状態に至る。さらに，低圧再循環を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

ｃ．2インチ破断

１次冷却材圧力，１次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.25 図から第 7.1.6.31 図に，２次冷却系圧力及び補助給水流量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.6.32 図から第 7.1.6.34 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，破断口からの１次冷却材の流出により，１次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生の約 69 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。その後，事象発生の約 12 分後に主蒸気逃がし弁全開による２次冷却系強制冷却を開始する。これにより，事象発生の約 19 分後に，１次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され，さらに，約 52 分後に低圧注入が開始されることで１次冷却系保有水量が回復に転じる。この期間中，炉心が露出することはない。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.31 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり，1,200℃以下とな

る。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.6.25 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は，原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，1 次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.332MPa［gage］，約135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.6.27 図に示すように，事象発生後 2 時間時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから，炉心は安定して冷却されている。その後は，事象発生の約 5 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき，安定停止状態に至る。さらに，低圧再循環を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

7.1.6.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が比較的早く，現象が複雑であるとともに，高圧注入系の機能喪失を仮定することから，運転員等操作である２次

冷却系強制冷却により１次冷却系を減温，減圧し，蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却を行うことが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用しているため，酸化発熱を大きく評価し，燃料被覆管温度を高く評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10%大

きく又は小さく評価する可能性がある。しかし，解析における破断口径は，6 インチ，4 インチ及び 2 インチの解析を実施することで，破断流量の不確かさの影響を考慮していることから，解析コードの持つ不確かさが事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。また，二相領域での漏えい率を 10%小さく又は 50%大きく評価する可能性があるが，試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価していることから，実際の漏えい率は小さくなり，１次冷却系の減温，減圧が遅くなることで，１次冷却系の圧力及び温度の低下が抑制される。しかし，１次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから，この信号を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性があることから，実際の１次冷却材圧力は低くなるが，１次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次冷却系強制冷却より前に発信することから，この信号を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなるが，１次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次冷却系強制冷却より前に発信することから，この信号を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用しているため，酸化発熱を大きく評価し，燃料被覆管温度を高く評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があることから，実際の炉心水位は高くなり炉心露出に対する余裕が大きくなることで，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10%大きく又は小さく評価する可能性がある。また，二相領域での漏えい率を 10%小さく又は 50%大きく評価する可能性があるが，試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価することから，実際の漏えい率は小さくなり，１次冷却系の減温，減圧が遅くなることで，１次冷却系の圧力及び温度の低下が抑制される。このため，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる影響があるが，１次冷却材圧力の低下が抑制されることにより，蓄圧タンクからの注入開始が遅れ，１次冷却系保有水量の回復が遅れるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる影響もある。

以上より，破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず，かつ有意な影響を有するため，解析における破断口径は，6 インチ，4 インチ及び 2 インチ破断の解析を実施することで，破断流量の不確かさの影響を考慮している。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却材圧力は低くなることから，漏えい量が少なくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなり，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.6.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなる。このため，１次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合，１次冷却系からの漏えい率が変動することで，１次冷却材圧力低下に影響を与える。このため，１次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始時間が変動する。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却系からの漏えい率及び１次冷却材の蒸発率が低下することで，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合，１次冷却系からの漏えい率が変動することで，１次冷却系保有水量に影響を与えることから，6 インチ破断，4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析結果に基づき，評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。その結果，以下に示すとおり，評価項目となるパラメータに対して十分な余裕がある。

ｉ）　6 インチ破断

破断口径が比較的大きいことから，事象初期の破断流量が多くなるとともに，１次冷却材圧力の低下が早くなり，早期にループシールが解除されることで，蓄圧注入が開始される。その後，２次冷却

系強制冷却開始後に一時的に蓄圧注入が中断し，炉心は露出するが，蓄圧注入が再開することにより再冠水し，燃料被覆管温度は低下に転じる。その後，低圧注入が開始される。

ⅱ） 4インチ破断

事象初期の破断流量及び1次冷却材圧力の低下は2インチ破断と6インチ破断の中間程度であり，比較的早期にループシールが解除されるが，1次冷却系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後，1次冷却材圧力の低下により蓄圧注入が開始されるとともに，2次冷却系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し，燃料被覆管温度は低下に転じる。その後，低圧注入が開始される。

ⅲ） 2インチ破断

破断口径が比較的小さいことから，事象初期の1次冷却材圧力の低下は遅くなるため，2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その結果，炉心露出することはない。

ⅳ） 4インチから2インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから，事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材圧力の低下が遅くなり，ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また，2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが，1次冷却系保有水量の低下が少なく，炉心が露出しにくくなることから，燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。

ⅴ） 4インチから6インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから，事象初期の破断流量が多くなるとともに1次冷却材圧力の低下が早くなり，事象初期にループシールが解除される。その後，2次冷却系強制冷却開始前に蓄圧注入

が開始されることにより炉心水位は回復し，低圧注入開始までの時間が比較的早くなることから，燃料被覆管温度は低下する傾向となる。

蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合，解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなることにより蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり，注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなるため，１次冷却系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから，炉心露出に至る 6 インチ破断及び 4 インチ破断のケースにおいて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果，第 7.1.6.35 図から第 7.1.6.37 図に示すとおり，6 インチ破断の場合では蓄圧注入流量が小さくなることでループシール解除後に１次冷却材の流出により低下した水位の回復が遅くなるため，燃料被覆管温度は高めに推移し，燃料被覆管最高温度は約 678℃となる。また，第 7.1.6.38 図から第 7.1.6.40 図に示すとおり，4 インチ破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから，蓄圧タンクからの注入流量が小さくなっており，燃料被覆管最高温度は約 985℃となる。このため，燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり，蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

２次冷却系強制冷却は，第 7.1.6.4 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

２次冷却系強制冷却については，炉心崩壊熱の不確かさ等により１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなると，非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり，これに伴い操作開始が早くなる。このように，操作開始が早くなる場合には，１次冷却系からの漏えい率が小さくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

一方，破断口径の不確かさにより１次冷却系からの漏えい率が小さくなると，非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり，これに伴い操作開始が遅くなる。このように，操作開始が遅くなる場合は，１次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることが考えられるが，「(3) 操作時間余裕の把握」において，非常用炉心冷却設備作動信号発信 10 分後の２次冷却系強制冷却開始の時間余裕として，操作開始を 3 分遅くした場合の感度解析を実施しており，同程度の遅れに対して，燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

２次冷却系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため，２次冷却系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から，6 インチ破断及び 4 インチ破断のケースにおいて，２次冷却系強制冷却の開始を 3 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，6 インチ破断の解析結果は第 7.1.6.41 図から第 7.1.6.46 図に示すとおりであり，操作開始が遅くなることで１次冷却材圧力がわずかに高く推移し，１次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり，燃料被覆管最高温度は約 647℃となる。また，4 インチ破断の解析結果は第 7.1.6.47 図から第 7.1.6.52 図に示すとおりであり，操作開始が遅くなることで１次冷却材圧力がわずかに高く推移し，１次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなることで炉心露出が早くなり，燃料被覆管最高温度は約 1046℃となるが，いずれも燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕がある。このため，操作時間余裕として，非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 13 分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による２次冷却系強制冷却等を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.6.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.1.6.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後，低圧再循環運転へ切り替え，以降は格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

ｂ．燃　　料

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

ディーゼル発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.6.5　結　　論

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」では，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し，高圧での炉心への注水ができなくなることで，１次冷却系の保有水量が減少し，炉心の冷却能力が低下することにより，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却，余熱除去ポンプによる低圧注入，長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を実施することにより，破断サイズにより蓄圧注入又は低圧注入を促進させることで，破断口径が比較的大きい６インチ破断及び４インチ破断については，炉心が一時的に露出するものの，蓄圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下し，さらに，低圧注入により長期的な炉心の冠水状態を維持できる。また，破断口径が小さい２インチ破断については炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において，２次冷却系強制冷却等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」に対して有効である。

7.1.7　ＥＣＣＳ再循環機能喪失

7.1.7.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」，「中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」，「中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」，「小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では，原子炉の出力運転中に，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し，燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に，格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（ＥＣＣＳ再循環機能）が喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，１次冷却系の保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，継続して炉心注水を行うことにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環

を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.7.1 図に，対応手順の概要を第 7.1.7.2 図及び第 7.1.7.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.7.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.7.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計 14 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長 1 名，運転操作指揮補佐を行う副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名である。重大事故等対策要員は，放射線管理要員 3 名，通報連絡等を行う初動本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.7.4 図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。

ａ．プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．安全注入シーケンス作動状況の確認

「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

ｃ．蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

d．格納容器スプレイ作動状況の確認

「ＣＶスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し，格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

e．１次冷却材漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプタンク及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

f．燃料取替用水タンクの補給操作

１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

g．低圧及び高圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧及び高圧再循環運転への切替えを行う。

低圧及び高圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は，燃料取替用水タンク水位等である。

h．低圧及び高圧再循環運転への切替失敗の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能，余熱除去ライン流量が上昇しない又は弁の動作不能により，再循環運転への切替失敗と判断する。

低圧及び高圧再循環運転への切替失敗の判断に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｉ．低圧及び高圧再循環運転への切替失敗時の対応

低圧及び高圧再循環運転への切替失敗時の対応として，再循環機能回復操作，代替再循環運転の準備，及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を行う。

ｊ．代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば，格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。代替再循環運転は，Ａ又はＢのいずれかの格納容器スプレイポンプで実施する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

長期対策として，代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

ｋ．原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として，格納容器スプレイポンプ（代替再循環運転を実施していない格納容器スプレイポンプ）による格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

7.1.7.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，破断による１次冷却材の流出量が多くなるとともに，再循環切替

時間までの時間が短いことで，再循環切替が失敗する時点での崩壊熱が大きく，炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

「中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」の炉心損傷防止対策として，２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減圧させた後，低圧再循環によって，長期の炉心冷却を確保する手段があるが，この対策の有効性については，「7.1.6　ＥＣＣＳ注水機能喪失」において確認している。さらにその手段に失敗した場合においても，格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって，「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」において対策の有効性を確認することで，「中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」における対策の有効性を確認できる。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流及びＥＣＣＳ強制注入が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭＡＡＰにより１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

なお，ＭＡＡＰについては，事象初期の原子炉容器内水位，燃料被覆管温度及び原子炉格納容器内温度の適用性が低いことから，設計基準事故時の評価結果を参照する。また，事象初期の原子炉格納容器圧力については，１次冷却系を多数のノードに区分し，質量，運動量及びエネルギ保存則を解くことで，事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間をより詳細に評価している設計基準事故時の評価結果を参照する。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

また，ＭＡＡＰの炉心水位の予測の不確かさに関し，「7.1.7.3(3)　感度解析」において，ＭＡＡＰとＭ－ＲＥＬＡＰ５との比較による評価を実施する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.7.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし，原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また，破断口径は，１次冷却材配管（約 0.70m（27.5 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

ＥＣＣＳ再循環機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，非常用炉心冷却設備の作動が早くなり，再循環切替の時期が早くなる。このため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱

が高くなり，炉心水位の低下が早く，格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替時間の観点で厳しくなる。

(d) 再循環切替

再循環切替は，燃料取替用水タンク水位 16%到達時にＥＣＣＳ再循環切替に失敗するものとする。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力低」信号により発信するものとし，12.04MPa［gage］を作動限界値とする。また，応答時間は 0 秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし，0.205MPa［gage］を作動限界値とする。また，応答時間は 0 秒とする。

(c) 充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台作動し，最大注入特性（（充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入特性）：0～約 180m^3／h，0～約 19.4MPa［gage］），（高圧注入ポンプ：0～約 190m^3／h，0～約 11.5MPa［gage］），（余熱除去ポンプ（低圧注入特性）：0～約 2,500m^3／h，0～約 1.5MPa［gage］））で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより，燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替時間の観点で厳しくなる。

(d)　格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは2台作動し，設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内へ注水するものとする。また，再循環時には1台作動し，設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内へ注水するものとする。

最大流量とすることにより，燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替時間の観点で厳しくなる。

(e)　補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し，解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 400m^3／h の流量で注水するものとする。

(f)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については，炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また，初期保有水量については，炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(g)　代替再循環

格納容器スプレイポンプ 1 台作動による代替再循環時の炉心への注水流量は，再循環切替時点での炉心崩壊熱に相当する蒸発量を上回る流量として，200m^3／h を設定する。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対す

る仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，現場での電源投入や中央制御室での操作等に余裕を考慮して，ＥＣＣＳ再循環切替失敗から 30 分後とする。なお，運用上は「7.1.7.3(3) 感度解析」に示すとおり，ＭＡＡＰの炉心水位の予測の不確かさを考慮し，格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後までに開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.7.3 図に，原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.7.5 図から第 7.1.7.12 図に，原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.7.13 図から第 7.1.7.16 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，破断口からの１次冷却材の流出により，１次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止するとともに，「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，非常用炉心冷却設備が作動する。炉心は一時的に露出するが，炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水タンク水位が低下し，事象発生の約 16 分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替を行うが，ＥＣＣＳ再循環への切替えに失敗することで炉心水位は低下する。しかし，ＥＣＣＳ再循環切替失敗の 30 分後に，格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出によって一時的に上昇するが，第7.1.7.12図に示すとおり，非常用炉心冷却設備による炉心注水によって低下する。非常用炉心冷却設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも燃料被覆管の最高温度は約962℃であり，燃料被覆管の酸化量は約1.8％である。このため，本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃，燃料被覆管の酸化量15％以下である。

１次冷却材圧力は第7.1.7.5図に示すとおり，初期値（約15.6MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は第7.1.7.15図及び第7.1.7.16図に示すとおり，事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.332MPa［gage］，約135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第7.1.7.14図に示すように，格納容器再循環サンプ水温度は低下傾向を示し，炉心は安定して冷却されており，事象発生の約2時間後に低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

7.1.7.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置によ

る他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，運転員等操作である格納容器スプレイポンプによる代替再循環により炉心を冷却することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，再循環切替失敗 30 分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては，「(3) 感度解析」にて評価している。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては，「(3) 感度解析」にて評価している。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.7.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力，温度の低下が早くなり，炉心注水流量が多くなることで，再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし，事象発生後の１次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され，崩壊熱の変動による炉心注水流量への影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

破断口径の変動を考慮した場合，解析条件で設定している破断口径より小さくなるため，破断口からの１次冷却材の流出流量が少なくなり，炉心注水流量が減少する。このため，再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため，ＥＣＣＳ再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下し，１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合，解析条件で設定している破断口径より小さくなるため，１次冷却材の流出流量が少なくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操

作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

格納容器スプレイポンプによる代替再循環は，第 7.1.7.4 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器スプレイポンプによる代替再循環は，解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる操作時間の差異等により操作時間が早くなる場合，代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため１次冷却系保有水の減少が早まるが，代替再循環により１次冷却系保有水量は回復することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方，破断口径の不確かさ等により，破断口からの１次冷却材の流出量が少なくなるとともに，燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなるため，再循環切替水位への到達が遅くなり，ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては，「(3)　感度解析」にて評価している。

(3)　感度解析

ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさのうち，炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため，本重要事故シーケンスにおいてＭ－ＲＥＬＡＰ５による感度解析を実施し

た。その結果，第 7.1.7.17 図に示すとおり，ＭＡＡＰはＭ－ＲＥＬＡＰ５より約 15 分炉心露出を遅めに予測する傾向があることを確認した。また，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５によりＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施した場合の感度解析を実施した。その結果，第 7.1.7.18 図に示すとおり，ＥＣＣＳ再循環切替失敗後においても炉心は露出せず，燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。

なお，同評価では，ＭＡＡＰによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが，両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから，Ｍ－ＲＥＬＡＰ５の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして，ＭＡＡＰはＭ－ＲＥＬＡＰ５と比較して，炉心露出を約 15 分遅く評価する可能性があることから，実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて，格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始については，解析上の操作開始時間に対して，運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くしている。このため，炉心露出することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(4)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を確認する。

格納容器スプレイポンプによる代替再循環の実施時間に対する時間余裕を確認するため，燃料被覆管温度評価の観点から，運用上実際に見込まれる操作開始時間であるＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環に対して，開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第 7.1.7.19 図及び第 7.1.7.20 図に示すとおり，燃料被覆管温度は 1,200℃に対して十分余裕がある。このため，操作時間余裕としてＥＣＣＳ再循環切替失敗から 20 分程度は確保できる。

(5) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。感度解析結果より，ＭＡＡＰの炉心水位の予測の不確かさとして 15 分を考慮し，運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くした。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において，重大事故

等対策時に必要な要員は，「7.1.7.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり14 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位到達後に再循環運転に切替失敗するが，その後，2系列の格納容器スプレイ再循環運転切替成功を確認した後，格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える。以降は，格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転を継続する。

燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後に格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切替え，以降は，格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイ再循環運転を継続する。

以上より，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお，外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（デ

ィーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.7.5　結　　論

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では，燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に，格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで，１次冷却系の保有水量が減少し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施す

ることにより，ＥＣＣＳ再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において，格納容器スプレイポンプによる代替再循環等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に対して有効である。

7.1.8　格納容器バイパス

7.1.8.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では，原子炉の出力運転中に，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し，さらに，１次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため，緩和措置がとられない場合には，１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，１次冷却系を減温，減圧し，漏えいを抑制することにより，炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能の喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，主蒸気逃がし弁，充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。さらに，余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して，充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系による１次冷却系のフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため，主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱，

及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して，格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に，対応手順の概要を第7.1.8.3図から第7.1.8.6図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。

ａ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

事故シーケンスグループのうち「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」における重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.7図に示す。

(a)　プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

(b)　安全注入シーケンス作動状況の確認

「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

(c)　蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認す

る。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力である。

(d)　余熱除去系からの漏えいの判断

余熱除去系からの漏えいの兆候があり，加圧器圧力及び水位の低下，排気筒ガスモニタの指示の上昇，蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断する。

余熱除去系からの漏えいの判断に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

(e)　余熱除去系隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに，燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために，燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離操作を行う。

また，１次冷却系保有水量低下を抑制するために，１次冷却系の減圧操作を開始する前に，１次冷却系と余熱除去系の隔離操作を行う。なお，隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。

余熱除去系隔離に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

(f)　余熱除去系の隔離失敗の判断及び対応操作

１次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系の隔離失敗と判断し，燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

余熱除去系の隔離失敗の判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(g)　主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却

中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し，蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温，減圧を行う。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h)　加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧

安全注入停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため，加圧器逃がし弁を手動開することで１次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は，１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(i)　高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し，高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

(j)　蓄圧タンク出口弁閉止

蓄圧注入開始後，１次冷却材圧力計指示が0.6MPa［gage］となれば，蓄圧タンクから１次冷却系への窒素混入防止のため，蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(k)　現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することにより隔離を行い，余熱除去系からの漏えい停止を確認する。

現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(l)　蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器２次側を使用した除熱を継続して行う。

蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｂ．蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

事故シーケンスグループのうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員の4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.8図に示す。

(a)　プラントトリップの確認

事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

(b)　安全注入シーケンス作動状況の確認

「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

(c)　蒸気発生器細管漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下，蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示の上昇，蒸気発生器水位の上昇及び主蒸気ライン圧力の上昇にて蒸気発生器細管漏えい発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定する。

蒸気発生器細管漏えいの判断に必要な計装設備は，主蒸気ライン圧力等である。

(d)　補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

(e)　破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として，破損側蒸気発生器への補助給水停止，主蒸気隔離弁の閉止及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。

(f)　破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に，破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力（7.53MPa［gage］）より低下し，減圧が継続すれば，破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は，主蒸気ライン圧力等である。

(g)　破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応として，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必

要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h)　加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧

安全注入停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため，加圧器逃がし弁を手動開することで１次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は，１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(i)　蓄圧タンク出口弁閉止

蓄圧注入による破損側蒸気発生器２次側への漏えい量を抑制するため，１次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

(j)　高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し，高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は，ほう酸注入ライン流量等である。

(k)　余熱除去系による炉心冷却

１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は，１次冷却材高温側

温度（広域）等である。

(l)　１次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

１次冷却系の減圧操作により１次冷却系と破損側蒸気発生器圧力を均圧させ，破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

１次冷却系と破損側蒸気発生器の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

以降，長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

(m)　１次冷却系のフィードアンドブリード

余熱除去系の接続に失敗した場合には，全ての加圧器逃がし弁を開操作し，充てん注入による１次冷却系のフィードアンドブリードを実施する。

１次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

(n)　代替再循環運転への切替え

長期対策として，余熱除去系の接続に失敗した場合，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が，再循環運転可能水位（61%以上）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 66%以上となれば，代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は，格納容器再循環サンプから格納容器スプレイポンプを経て原子炉格納容器スプレイ系及び余熱除去系に整備しているタイラインから余熱除去冷却器に通水し，冷却した水を炉心へ注水することで，継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

なお，原子炉格納容器の冷却については，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.8.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，１次冷却系における冷却材流量変化，冷却材放出，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離・対向流，圧力損失，ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入，加圧器における冷却材放出，並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達，冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

(a)　事故条件

ⅰ）　起因事象

起因事象として，余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系の圧力上昇により，余熱除去系からの漏えいが発生するものとする。１次冷却材の漏えい箇所として，余熱除去系逃がし弁の動作，余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。また，破断口径は，余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁は実機における口径を基に設定した値とし，余熱除去系機器等については，実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮して設定した値とする。なお，本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と等価である。また，余熱除去系機器等の破断面積の評価においては，余熱除去系の圧力挙動の評価結果を踏まえ，配管破断は生じることはなく，余熱除去系の低圧側に静的に１次冷却系の圧力，温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。

ｲ)　原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁

（等価直径約 4.3cm（約 1.7 インチ）相当）

ﾛ)　原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁

（等価直径約 14cm（約 5.7 インチ）相当）

ﾊ)　原子炉格納容器外の余熱除去系機器等

（等価直径約 4.1cm（約 1.6 インチ）相当）

ⅱ）　安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去機能が喪失するものとする。

ⅲ）　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から，炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

ⅰ) 充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプ

炉心への注水は，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプをそれぞれ2台使用するものとし，漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入特性）：0～約 180m^3／h，0～約 19.4MPa［gage］），（高圧注入ポンプ：0～約 190m^3／h，0～約 11.5MPa［gage］））を用いるものとする。

ⅱ) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し，解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に4基の蒸気発生器に合計 400m^3／h の流量で注水するものとする。

ⅲ) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については，蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また，初期保有水量については，評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で，最低保有水量を用いる。なお，本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く，蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから，他の事象と同様に以下の取扱いとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

ⅳ） 主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし，容量は設計値として，各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

ⅴ） 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は，設計値にて閉止するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

ⅰ） 主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却操作は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象の判断，余熱除去系の隔離操作，主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して，非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

ⅱ） 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで，蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅲ） 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば，1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

ｲ) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

ｲ)-1 サブクール度 60℃以上で開操作

ｲ)-2 サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

ﾛ) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

ﾛ)-1 サブクール度 20℃以上で開操作

ﾛ)-2　サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅳ）　以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件の成立，又は原子炉トリップ後 1 時間経過すれば，蓄圧タンクを隔離し，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる高圧注入より，充てん／高圧注入ポンプによる充てん注入に切り替えるものとし，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，切替えに 4 分の操作時間を考慮するものとする。

ｲ)　サブクール度 40℃以上

ﾛ)　加圧器水位 50%以上

ﾊ)　１次冷却材圧力が安定又は上昇，かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中

ﾆ)　蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

ⅴ）　充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで，加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

b．蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(a)　事故条件

ⅰ）　起因事象

起因事象として，1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

ⅱ）　安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として，原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で，破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。

ⅲ）　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から，炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

ⅰ） 充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプ

炉心への注水は，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプをそれぞれ2台使用するものとし，漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入特性）：0～約 180m^3／h，0～約 19.4MPa［gage］），（高圧注入ポンプ：0～約 190m^3／h，0～約 11.5MPa［gage］））を用いるものとする。

ⅱ） 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し，解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に4基の蒸気発生器に合計 400m^3／h の流量で注水するものとする。

ⅲ） 主蒸気逃がし弁

2次冷却系強制冷却のため，健全側の主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし，容量は設計値として，各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

ⅰ） 破損側蒸気発生器の隔離操作は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び(5)に従い，破損側蒸気発生器につなが

るタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止，破損側蒸気発生器への補助給水の停止及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止を行うものとし，原子炉トリップから 10 分後に操作を開始し，操作完了に約 2 分を要するものとする。

ⅱ） 健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(2)に従い，破損側蒸気発生器隔離操作完了時点で開始し，開操作に 1 分を要するものとする。

ⅲ） 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで，蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅳ） 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば，1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

ｲ） 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

ｲ)-1　サブクール度 60℃以上で開操作

ｲ)-2　サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50％以上で閉操作

ﾛ） 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

ﾛ)-1　サブクール度 20℃以上で開操作

ﾛ)-2　サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅴ） 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる高圧注入より，充てん／高圧注入ポンプによる充てん注入に切り替えるものとし，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。

ｲ） サブクール度 40℃以上

ﾛ） 加圧器水位 50％以上

ﾊ） 1 次冷却材圧力が安定又は上昇，かつ蓄圧タンク不動作又は隔

離中

ﾆ) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中

vi) 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで，加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

vii) 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば，余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

ｲ) 1次冷却材温度177℃以下

ﾛ) 1次冷却材圧力2.7MPa［gage］以下

(3) 有効性評価の結果

a．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

インターフェイスシステムＬＯＣＡの事象進展を第7.1.8.4図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの変化を第7.1.8.9図から第7.1.8.20図に，補助給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの変化を第7.1.8.21図及び第7.1.8.22図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後，余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより，1次冷却材圧力が低下することで，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生の約11秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，非常用炉心冷却設備が作動することにより，ほう酸水が炉心へ注水される。また，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生の約5分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし

弁の吹止まり圧力まで低下するため，逃がし弁が閉止することで１次冷却系保有水量が回復する。

事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始するとともに，１次冷却系からの漏えい量抑制のため，事象発生の約 64 分後に充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水について，充てん／高圧注入ポンプによる充てん注入に切替えを実施する。

その後，余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり，初期値（約 15.9MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により，加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお，原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合，原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及

び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように，事象発生後 180 分時点においても１次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから，炉心は安定して冷却されている。その後は，主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより，事象発生の約 520 時間後に低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。さらに，主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

ｂ．蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に，１次冷却材圧力，１次冷却材温度，１次冷却系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に，蒸気発生器水位及び蒸気流量等の２次冷却系パラメータの変化を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後，破断した伝熱管を通じて１次冷却材が蒸気発生器２次側に流出することで１次冷却材圧力が低下し，事象発生の約 6 分後に「過大温度ΔＴ高」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生の約 7 分後の主蒸気逃がし弁動作と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を想定しているため，１次冷却材圧力及び温度が低下することで，事象発生の約 9 分後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後，非常用炉心冷却設備が作動することにより，ほう酸水が炉心へ注水されることで１次冷却系保有水量が上昇に転じる。また，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生

器への注水が開始される。

原子炉トリップの 10 分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後，その約 2 分後に隔離操作を完了する。さらに，破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し，1 分後に完了する。

加圧器水位の回復と 1 次冷却系からの漏えい量低減のため，事象発生の約 29 分後に加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧を実施し，事象発生の約 37 分後に充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水について，充てん／高圧注入ポンプによる充てん注入に切替えを実施する。その後，事象発生の約 2.6 時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより 1 次冷却材圧力は低下し，1 次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の 2 次側圧力が平衡になった時点で，1 次冷却材の漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.32 図に示すとおり，炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）以下にとどまり，1,200℃以下となる。当該温度条件では，燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.8.23 図に示すとおり，初期値（約 15.7MPa［gage］）以下となる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa［gage］にとどまり，最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa［gage］）を下回る。

また，加圧器逃がし弁の開閉により，加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお，原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合，原子炉格納容器スプレイ設備の性能は，1 次冷却材

配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており，この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.332MPa［gage］，約 135℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.392MPa［gage］）及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.8.23 図及び第 7.1.8.24 図に示すように，事象発生後 5 時間時点においても 1 次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから，炉心は安定して冷却されている。その後は，余熱除去系の運転を継続することにより，事象発生の約 9.1 時間後に低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。さらに，余熱除去系の運転を継続することにより，安定停止状態を維持できる。また，余熱除去系が使用不能の場合においても，充てん系による 1 次冷却系のフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより，事象発生の約 48 時間後に低温停止状態に到達し，安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，運転員等操作である 2 次冷却系強制冷却，加圧器逃がし弁開閉による 1 次冷却系の減温，減圧を行うとともに，高圧注入系から充てん系への切替等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し，漏えい量を抑制することが特徴である。また，不確かさ

の影響を確認する運転員等操作は，原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えとする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40%程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10%大きく又は小さく評価する可能性がある。しかし，主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステムＬＯＣＡでは，枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず，破断流量を実際より多く予測する。また，二相臨界流での漏えい流量をほとんどの領域で過大評価する。このため，インターフェイスシステムＬＯＣＡで

は，実際の漏えい率は小さくなり，１次冷却系の減圧が遅くなるため，非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方，１次冷却系の減圧が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，インターフェイスシステムＬＯＣＡでは，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却材温度は低くなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなることから，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして，インターフェイスシステムＬＯＣＡでは，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなるため，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなることから，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧

注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達を最大で 40％程度小さく評価する可能性がある。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが，実際の炉心水位は高くなることから，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることで，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析において，サブクール領域での漏えい率を 10％大きく又は小さく評価する可能性がある。しかし，主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステムＬＯＣＡでは，枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず，破断流量を実際より多く予測する。また，二相臨界流での漏えい流量をほとんどの領域で過大評価する。このため，インターフェイスシステムＬＯＣＡでは，実際の漏えい率は小さくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されることで，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして，インターフェイスシステムＬＯＣＡでは，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の１次冷却系の減温，減圧が早くなり，１次冷却材圧力及び温度は低くなることから，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大き

くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして，インターフェイスシステムＬＯＣＡでは，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため，実際の蒸気発生器での伝熱，凝縮量は多くなり，１次冷却系の減温，減圧が早まることから，１次冷却材圧力は低くなり，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され， 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして，２次冷却系強制冷却による減圧時に１次冷却材圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性があることから，実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり，１次冷却系の減温，減圧が早くなるとともに，漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径，並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなる。このため，非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径の変動を考慮した場合，解析条件で設定している破断口径より小さくなるため，破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため，１次冷却材圧力の低下が遅くなり，非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方，１次冷却材圧力低下が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり，１次冷却材圧力及び温度（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉，高圧注入系から充てん系への切替えの開始が早くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下し，また，インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径の変動を考慮した場合，破断箇所からの漏えい流量が低下するため，１次冷却系保有水量の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合，解析条件で設定している初期保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が，蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり，注水に伴う気相

部圧力の低下が大きくなることから，１次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果，蓄圧タンクによる炉心注水より前に非常用炉心冷却設備により１次冷却系保有水量は回復に転じていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

インターフェイスシステムＬＯＣＡにおける２次冷却系強制冷却，高圧注入から充てん注入への切替え及び加圧器逃がし弁の開閉は，第7.1.8.7 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

余熱除去系の隔離は，第 7.1.8.7 図に示すとおり，現場での操作であるが事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

また，余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため，予熱除去ポンプの入口弁の閉止操作の成立性に問題はない。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却，

高圧注入から充てん注入への切替え及び加圧器逃がし弁の開閉は，第7.1.8.8 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

２次冷却系強制冷却については，炉心崩壊熱の不確かさ等により１次冷却材圧力及び温度の低下が早くなることで，非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり，これに伴い操作開始が早くなる。また，蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時の健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の開による２次冷却系強制冷却については，解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には，１次冷却系からの漏えい量が少なくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方，インターフェイスシステムＬＯＣＡにおける２次冷却系強制冷却は，冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により，１次冷却系からの漏えい量が少なくなり，１次冷却材圧力の低下が遅くなることで，非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり，これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は，１次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが，高圧注入系からの注水により１次冷却系保有水量は確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入から充てん注入への切替えについては，炉心崩壊熱の不確かさ等により１次冷却材圧力及び温度の低

下が早くなることで，操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，１次冷却系からの漏えい量が少なくなり，１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において，２次冷却系強制冷却の時間余裕については，水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を，第 7.1.8.36 図に示す２次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として 3 時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開及び高圧注入系から充てん系への切替えの時間余裕については，水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を，第 7.1.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の減温，減圧を考慮し，大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として 2 時間程度は確保できる。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において，破損側蒸気発生器の隔離及び２次冷却系強制冷却の時間余裕については，水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を，第 7.1.8.37 図に示す２次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として 6 時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開及び高圧注入系から充てん系への切替えの時間余裕としては，水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を，第 7.1.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の減温，減圧を考慮し，大気圧時

点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として3時間程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより，１次冷却系への注水，１次冷却系の減温，減圧を行うこと等により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において，重要事故等対策時に必要な要員は，「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14 名である。したがって，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

なお，重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び

「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において，燃料及び電源の評価結果は同じであり，水源の評価結果は各々について以下に示す。

ａ．水　　源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」において，復水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については，復水タンクが枯渇するまで約13.5時間の注水継続が可能であり，この間に可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの補給が可能である。

また，燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンクが枯渇するまで注水継続が可能であるが，その間に漏えい箇所の隔離により余熱除去系からの漏えいを停止することが可能である。その後，余熱除去系からの漏えい停止以降は，事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において，復水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については，復水タンクが枯渇するまで注水継続が可能であるが，その間に余熱除去系による炉心冷却が可能である。その後，余熱除去系による冷却に切り替えた以降は，炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。

また，燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンクが枯渇するまで注水継続が可能であるが，その間に１次冷却系の減圧により，１次冷却系と蒸気発生器２次側を均圧させ，漏えいを停止することが可能である。漏えい停止以降は，事象収束のための注水継続は不要である。

なお，余熱除去系の接続に失敗した場合においては，燃料取替用水タンクを水源とする充てん系による１次冷却系のフィードアンドブリードを行い，格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達後，代替再循環運転へ切り替える。以降は，格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替水タンクへの補給は不要である。

ｂ．燃　　料

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800kl にて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

ディーゼル発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.8.5　結　　論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では，１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては，

短期対策として主蒸気逃がし弁，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプ等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており，さらに，余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して，充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系による１次冷却系のフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱，及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して，格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより，炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において，クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「格納

容器バイパス」に対して有効である。

7.2　重大事故

本原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，格納容器破損防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

7.2.1.1　格納容器過圧破損

7.2.1.1.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＳＥＤ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＡＥＷ，ＳＬＷ，ＳＥＷ及びＡＥＤがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することにより，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し，原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに，継続的に発生する水素を処理する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって，原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止す

るため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

また，溶融炉心・コンクリート相互作用に伴うコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため，代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに，継続的に発生する水素を処理するため，静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第7.2.1.1.1図に，対応手順の概要を第7.2.1.1.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.2.1.1.1表に示す。

本格納容器破損モードのうち，「7.2.1.1.2(1)　有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計64名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員44名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.2.1.1.3図に示す。なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，64名で対処可能である。

ａ．事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。

その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了

（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。

ｄ．１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｅ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

ｆ．補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。

全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を

2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

ｇ．低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入流量等である。

ｈ．電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度測定装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。

電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備開始に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｉ．炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により，炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は，格納容器エリアモニタ（高レンジ）等である。

ｊ．静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。

電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。

ｋ．常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。また，常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が71％以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

ｌ．水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生す

ることから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は，可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

m．格納容器内自然対流冷却

Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。

7.2.1.1.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，破断規模の大きい「Ａ＊＊」が，原子炉格納容器内への１次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しい。また，非常用炉心冷却設備又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が，圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，破断規模が大きく，ＥＣＣＳ注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪

失する「ＡＥＤ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断ＬＯＣＡを起因とし，更に炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお，本評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに，本評価事故シーケンスは，炉心溶融が早く，事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから，環境に放出される放射性物質量が多くなる。したがって，本評価事故シーケンスにおいて，Ｃｓ－137の放出量評価を実施し，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであることを確認する。

本評価事故シーケンスにおいて，格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

ｃ．原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・格納容器スプレイ冷却

・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，

かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお，ＭＡＡＰは，大破断ＬＯＣＡ初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから，設計基準事故時の評価結果を参照する。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価（事象進展解析）の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.1.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は高温側配管とし，また，破断口径は，１次冷却材配管（約0.74m（29インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし，さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき，外部電源なしを想定する。

(d)　水素の発生

水素の発生については，ジルコニウム－水反応を考慮する。なお，ＭＡＡＰでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため，「(4)　有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し，解析上は事象発生の60秒後に4基の蒸気発生器に合計200m^3／hの流量で注水するものとする。

(b)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については，炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また，初期保有水量については，炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(c)　常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去，原子炉格納容器圧力及び温度上昇抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量は，設計上期待できる値として130m^3／hとする。

(d)　静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しないが，静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(4)　有効性評価の結果」にて考慮する。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，現場操作に係る必要な移動，操作等の時間を考慮して，炉心溶融開始から30分後に開始するものとする。また，格納容器内自然対流冷却開始に伴い，事象発生から24時間後に停止するものとする。

(b)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して，事象発生から24時間後に開始するものとする。

(3)　有効性評価（Ｃｓ－137の放出量評価）の条件

ａ．事象発生直前まで，定格出力の102％で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を1／3ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて，最高30,000時間とする。

ｂ．原子炉格納容器内に放出されるＣｓ－137の量は，炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるＮＵＲＥＧ－1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき，炉心全体の内蔵量に対して75％の割合で放出されるものとする。本評価においては，下記ｃ．の原子炉格納容器内での除去効果も含めて，ＭＡＡＰによる解析結果に比べて，Ｃｓ－137の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。

ｃ．原子炉格納容器内に放出されたＣｓ－137は，実験等から得られた適切なモデルに基づき，原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水に

よる除去効果を見込むものとする。

d．時間経過とともにＣｓ－137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ，評価期間は7日間とする。なお，事故後7日以降の影響についても評価する。

e．原子炉格納容器からの漏えい率は，ＭＡＡＰの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として，評価期間中一定の0.16％／dとする。なお，事故後7日以降の漏えい率は，原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として，0.13％／dとする。

f．原子炉格納容器からの漏えいは，配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが，評価上はその97％が配管等の貫通するアニュラス部に生じ，残り3％はアニュラス部以外で生じるものとする。

g．アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は，設計上期待できる値として99％とする。

h．アニュラス部の負圧達成時間は，事象発生後，全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し，評価上62分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたＣｓ－137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし，アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(4)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.1.1.4図及び第7.2.1.1.5図に，１次冷却材圧力，原子炉容器内水位等の１次冷却系パラメータの変化を第7.2.1.1.6図から第7.2.1.1.8図に，原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第7.2.1.1.9図から第7.2.1.1.13図に示す。

a．事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い１次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。また，大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから原子炉容器内水位が低下し，事象発生の約18分後に炉心溶融に至る。

さらに，格納容器スプレイ注入機能も喪失していることから炉心溶融開始から30分後の約48分後に運転員による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより，原子炉格納容器内を冷却し，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後，事象発生の約1.4時間後に原子炉容器破損に至り，約2.4時間後に原子炉容器からの溶融炉心の流出が停止することに伴い，原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。

また，事象発生の24時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで，原子炉格納容器内を冷却し，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その結果，原子炉格納容器圧力は事象発生の約13時間後に，原子炉格納容器内温度は事象発生の約26時間後に低下に転じる。

ｂ．評価項目等

原子炉格納容器圧力は第7.2.1.1.9図に示すとおり，事象発生の約13時間後に最高値約0.428MPa［gage］となり，以降は低下傾向となっていることから，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第7.2.1.1.10図に示すとおり，事象発生の約26時間後に最高値約141℃となり，以降は低下傾向となっていることか

ら，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，200℃を下回る。

大破断ＬＯＣＡが発生し低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することで，事象発生の約1.4時間後に原子炉容器破損に至るが，その時点での１次冷却材圧力は第7.2.1.1.6図に示すとおり，約0.21MPa［gage］であり，原子炉容器破損までに１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］以下に低減される。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスと「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから，それぞれにおいて，評価項目を満足することを確認する。また，(6)に示す評価項目については，格納容器スプレイが作動することにより本評価事故シーケンスよりも水蒸気が凝縮することで水素濃度が高くなるとともに，全炉心内ジルコニウムの75％が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4　水素燃焼」において，評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.1.13図に示すとおり，全圧約0.5MPa［abs］に対して0.01MPa［abs］程度である。また，全炉心ジルコニウム量の75％と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素を含む水素発生量を，静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は，炉心崩壊熱の約2％と小さい。したがって，水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）及び200℃を下回る。

また，第7.2.1.1.11図及び第7.2.1.1.12図に示すとおり，事象発生の

約2.4時間後に溶融炉心の全量が原子炉下部キャビティに落下するが，代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却により，第7.2.1.1.9図及び第7.2.1.1.10図に示すとおり，48時間時点においても原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向を示し，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されており，その後も格納容器内自然対流冷却を継続することで，安定状態を維持できる。

本評価事故シーケンスは，事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから，環境に放出される放射性物質量は多くなるが，事象発生から7日後までのＣｓ－137の総放出量は約4.1TBqであり，第7.2.1.1.26図に示すとおり，アニュラス空気浄化設備を起動し，フィルタによる除去を行うことにより，100TBqを十分下回る。また，その大気放出過程を第7.2.1.1.27図に示す。

事象発生から7日以降，Ｃｓ－137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ，事故後30日（約4.5TBq）及び100日（約4.5TBq）においても総放出量の増加は軽微であり，100TBqを下回る。

7.2.1.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内

自然対流冷却により，原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，炉心溶融開始を起点に操作を行う常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，炉心溶融時間に対する感度は小さく，また，炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性があるが，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，

炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていること，また，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程

度早まるが，早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性があることから，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器

外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱及び溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして，溶融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。第7.2.1.1.14図及び第7.2.1.1.15図に示すとおり，約16cmのコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増加することにより，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は高くなるものの，原子炉下部キャビティ水により溶融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し，これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。さらに，コンクリート侵食等に伴う水素発生量の増加は長期的に原子炉格納容器圧力の上昇要因となるが，水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で1vol%程度にとどまる。このため，原子炉格納容器圧力及び温度は，それぞれ原子炉格納容器圧力の2倍（0.784MPa［gage］）及び200℃に対して十分な余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

Ｃｓ－137の放出量評価の観点では，原子炉格納容器からの漏えい率について，ＭＡＡＰの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また，ソースタームについては，ＭＡＡＰの解析結果ではなく，ＮＵＲＥＧ－1465に基づき設定しているため，解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.1.1.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積，ヒートシンク及び１次冷却材の流出流量並びに原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，炉心溶融開始時間が遅くなり，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が遅くなる。また，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなり，さらに，最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合，解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。しかしながら，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却材の流出流量の変動として地震によるＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合，１次冷却材の流出流量の増加により事象進展は変動し，炉心溶融等が早くなる。このため，炉心溶融開始を起

点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が早くなるが，解析条件と同様に事象発生の約48分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを「(b)　評価項目となるパラメータに与える影響」におけるＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの感度解析により確認していることから，操作時間を早める必要はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合，格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため，原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するが，格納容器内自然対流冷却開始後に原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが減少し，また，最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合，解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより増加するため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却材の流出流量の変動として地震によるＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの発生を考慮した場合，１次冷却材の流出流量の増加により事象進展が変動することから，炉心や原子炉格納容器への影響の観点から，破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

なお，いずれのケースも常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間はＬＯＣＡの発生を操作の起点として，現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮した事象発生の約48分後とした。その結果，第7.2.1.1.16図から第7.2.1.1.21図に示すとおり，各ケースともに原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同じであり，また，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はあるが，原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）を下回っているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

ⅰ） １次冷却材高温側配管　全ループ破断

ⅱ） １次冷却材低温側配管　全ループ破断

ⅲ） 原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

原子炉格納容器内に水素が存在する場合は，格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため，水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.1.1.22図及び第7.2.1.1.23図に示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，第7.2.1.1.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却については，第7.2.1.1.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

アニュラス空気浄化設備の起動は，第7.2.1.1.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作へ与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器の減温，減圧が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが，炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギも小さくなるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。さらに，「(3)　操作時間余裕の把握」において，事象発生の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により時間余裕を確

認しており，同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器圧力及び温度の低減効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため，原子炉格納容器の減温，減圧が遅くなるが，「7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，より炉心崩壊熱の大きい約12時間後から格納容器内自然対流冷却を行う場合の成立性を確認しており，原子炉格納容器圧力及び温度の観点では大きな影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお，アニュラス空気浄化設備の空気作動弁への空気供給操作が早くなる場合，アニュラス負圧達成までの時間が短くなり，放出放射能量が減少する。したがって，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作時間余裕を確認するため，解析上の開始時間は事象発生の約48分後であるのに対し，事象発生の60分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.1.1.24図及び第7.2.1.1.25図に示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度は，それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa

［gage］）及び200℃に対して十分余裕がある。このため，操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できる。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては，解析上は事象発生から24時間後の格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしているが，可搬型代替注水大型ポンプの準備が遅れた場合は，代替格納容器スプレイを継続する必要がある。このため，代替格納容器スプレイ開始後から連続して，原子炉格納容器内注水量の停止条件である4,000m^{3}となるまで，代替格納容器スプレイを継続するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として4時間程度は確保できる。

アニュラス空気浄化設備の解析上の起動時間は事象発生の60分後であるが，起動操作が遅くなる場合は，アニュラス負圧達成までの時間が長くなるため放出放射能量が増加する。起動操作が10分から20分程度遅れた場合，放出放射能量は16％から33％程度の増加であり，100TBqに対して余裕は確保できるため，操作時間余裕として事象発生から80分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

その他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり64名である。したがって，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては，事象発生の約48分後から24時間までの合計約23.2時間の代替格納容器スプレイを想定して，約3,016m^3の水量が必要となる。

これに対し，水源として燃料取替用水タンクは約1,860m^3の使用が可能である。また，燃料取替用水タンク枯渇までに復水タンクとの連絡操作を行うとともに，可搬型代替注水中型ポンプ等により復水タンク経由で燃料取替用水タンクに補給することで代替格納容器スプレイを継続することが可能である。

その後，事象発生の約24時間後までに，可搬型代替注水大型ポンプに

よる格納容器内自然対流冷却を開始することにより，燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要となる。

b．燃　　料

空冷式非常用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7日間の運転継続に約165.9klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 6.1kl の軽油が必要となる。また，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 32.3kl の軽油が必要となる。このため，7 日間の運転継続に必要な軽油は，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量を合計して，約 38.4kl となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約 125kl にて供給可能である。

さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

c．電　　源

空冷式非常用発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量及びその他負荷容量として約430kW必要となるが，空冷式非常用発電

機の給電容量約4,380kW（約5,475kVA）にて供給可能である。

7.2.1.1.5　結　　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果，原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気，金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により，原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し，原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。上記の場合においても，運転員等操作による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力，原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には原子炉下部

キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4　水素燃焼」，溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。

7.2.1.2　格納容器過温破損

7.2.1.2.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＳＥＤ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＡＥＷ，ＳＬＷ，ＳＥＷ及びＡＥＤがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することにより，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し，原子炉格納容器内温度の上昇を抑制することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに，継続的に発生する水素を処理する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって，原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，常設低

圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

また，１次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し，溶融炉心，水蒸気及び水素等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から，原子炉容器破損前までの加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。

また，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため，代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに，継続的に発生する水素を処理するため，静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第7.2.1.2.1図に，対応手順の概要を第7.2.1.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.2.1.2.1表に示す。

本格納容器破損モードのうち，「7.2.1.2.2(1)　有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員，重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計64名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員44名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目

について第7.2.1.2.3図に示す。なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，64名で対処可能である。

ａ．事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。

その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水

タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。

ｄ．１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｅ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

ｆ．補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。

全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

ｇ．低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入流量等である。

ｈ．電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度測定装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。

電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の準

備開始に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｉ．炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h 以上により，炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は，格納容器エリアモニタ（高レンジ）等である。

ｊ．静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。

電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。

ｋ．常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。また，常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が71％以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は，格納容器圧力等である。

l．水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生することから原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は，可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

m．格納容器内自然対流冷却

Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。

7.2.1.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，原子炉容器破損時に高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散し，溶融物の表面積が大きくなることで溶融物から原子炉格納容器

内雰囲気への伝熱が大きくなり，かつ補助給水による冷却がない「Ｔ＊＊」が原子炉格納容器内の温度上昇の観点で厳しい。また，非常用炉心冷却設備又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が，温度上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく，格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＴＥＤ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，１次冷却材圧力が

高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに，原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」である。

なお，本評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

本評価事故シーケンスにおいて，格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達

・１次冷却系における蓄圧タンク注入

・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達

・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウト

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

ｃ．原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・格納容器スプレイ冷却

・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに，本評価事故シーケンスでは評価結果が厳しくなるため，炉心部に残存する損傷燃料（以下「残存デブリ」という。）の量はごく少量となるが，実機を想定した場合，本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ，残存デブリ量に不確かさが考えられることから，炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.1.2.2表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失するものとする。また，補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。

(d)　ＲＣＰシール部からの漏えい率

ＲＣＰシール部が健全な場合の漏えい率は，全交流動力電源喪失時の１次冷却材圧力及び温度を考慮し，封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果に基づき，１次冷却材ポンプ1台当たり，定格圧力において1.5m^3／hとし，その漏えい率相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）を設定する。また，１次冷却材ポンプ4台からの漏えい

を考慮するものとする。

なお，その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力の観点で厳しくなるように，考慮しないものとする。

(e)　水素の発生

水素の発生については，ジルコニウムー水反応を考慮する。なお，ＭＡＡＰでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため，「(3)　有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については，最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(b)　加圧器逃がし弁

１次冷却系強制減圧操作において，加圧器逃がし弁３個を使用するものとし，１個当たりの容量は，設計値である 95t／h とする。

(c)　常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去，原子炉格納容器圧力及び温度上昇抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量は，設計上期待できる値として130m^3／hとする。

(d)　静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しないが，静

的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(3)　有効性評価の結果」にて考慮する。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(3)及び(5)に従い，操作等の時間を考慮して，炉心溶融開始から10分後に開始するものとする。

(b)　常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，現地操作に係る必要な移動，操作等の時間を考慮して，炉心溶融開始から30分後に開始するものとする。また，原子炉格納容器内保有水量が2,000m^3に到達した時点で原子炉格納容器の最高使用圧力0.392MPa［gage］に到達していない場合は，代替格納容器スプレイを一旦停止し，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，原子炉格納容器の最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後，格納容器内自然対流冷却開始に伴い，事象発生から24時間後に停止するものとする。

(c)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して，事象発生から24時間後とする。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.1.2.4図及び第7.2.1.2.5図に，原子炉容器内水位等の１次冷却系パラメータの変化を第7.2.1.2.6図及び

第7.2.1.2.7図に，原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第7.2.1.2.8図から第7.2.1.2.11図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い１次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。また，全ての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し，１次冷却材圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間，１次冷却材の漏えいが継続することで，徐々に原子炉容器内水位が低下し，事象発生の約3.3時間後に炉心溶融に至る。

さらに，炉心溶融開始から10分後の約3.5時間後に加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を開始するとともに，炉心溶融開始から30分後の約3.8時間後に常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始することにより，原子炉格納容器内を冷却し，原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後，事象発生の24時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで，原子炉格納容器内を冷却し，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その結果，原子炉格納容器圧力は事象発生の約18時間後に，原子炉格納容器内温度は事象発生の約25時間後に低下に転じる。

なお，本評価事故シーケンスでは１次冷却材圧力を高く保持するために，原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいはＲＣＰシール部からのシールリークのみを想定していることから，１次冷却材が高温となり，

原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが，現実的には最初にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生することで１次冷却材の減温，減圧が進み，事象進展が緩和される。

ｂ．評価項目等

原子炉格納容器圧力は第7.2.1.2.8図に示すとおり，事象発生の約18時間後に最高値約0.408MPa［gage］となり，以降は低下傾向となっていることから，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第7.2.1.2.9図に示すとおり，代替格納容器スプレイにより事象発生の約18時間後に最高値約145℃となる。以降，格納容器内自然対流冷却開始後である事象発生の約25時間後に約139℃に到達した後は，低下傾向となっていることから，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，200℃を下回る。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く，事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し，環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1　格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認する。

(4)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスと「7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから，「7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において評価項目を満足することを確認する。

(5)及び(8)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く，炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作

用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す項目については，格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり，また，全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4　水素燃焼」において，評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.2.10図に示すとおり，全圧約0.5MPa［abs］に対して0.01MPa［abs］程度である。また，全炉心ジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素を含む水素発生量を，静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は，炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって，水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）及び200℃を下回る。

第7.2.1.2.8図及び第7.2.1.2.9図に示すとおり，原子炉格納容器圧力は事象発生の約18時間後，原子炉格納容器内温度は事象発生の約25時間後に低下傾向を示し，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから，安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより，安定状態を維持できる。

7.2.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操

作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により，原子炉格納容器内温度を低減することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，炉心溶融開始を起点に操作を行う加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始，原子炉格納容器圧力を起点に操作を行う代替格納容器スプレイの再開並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，炉心溶融時間に対する感度は小さく，また，炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから，炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性があることから，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなり，原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開が遅くなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器外溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さい

ことが確認されていること，また，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが，炉心溶融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり，原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より，原子炉格納容器圧力を1割程度高く，原子炉格納容器内温度を十数℃高く評価する可能性があることから，実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解

析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.1.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積，ヒートシンク及び原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している

崩壊熱より小さくなるため，炉心溶融開始時間が遅くなり，炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が遅くなる。また，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内への放出エネルギが減少し，さらに，最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合，解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。このため，原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開が遅くなる。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合，格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため，原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するが，格納容器内自然対流冷却開始後に原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱，原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，原子炉格納容器内への放出エネルギが減少し，また，最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合，解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合，格納容器再循環ユニット

の除熱性能が低下するため，原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するものの，原子炉格納容器圧力及び温度は，それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）及び200℃に対して十分な余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧は，第7.2.1.2.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始は，第7.2.1.2.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの一旦停止及び再開は，第7.2.1.2.3図に示すとおり，代替格納容器スプレイ開始と同一の運転員等による操作であり，事象進展上重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却は，第7.2.1.2.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作へ与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧は，炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなることで，操作開始が遅くなるが，炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギも小さくなるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，「(3)　操作時間余裕の把握」において，炉心溶融開始から20分後に１次冷却系強制減圧を実施した場合の感度解析により時間余裕を確認しており，同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始は，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器の減温，減圧が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなることで，操作開始が遅くなるが，炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギも小さくなるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器の最高使用圧力到達から30分後に再開する代替格納容器スプレイの再開は，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操

作時間の差異により操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器の減温，減圧が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心崩壊熱の不確かさ等により原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが，本操作の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異によって操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，原子炉格納容器圧力及び温度の低減効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため，原子炉格納容器の減温，減圧が遅くなるが，「7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失」において，より炉心崩壊熱の大きい約12時間後から格納容器内自然対流冷却を行う場合の成立性を確認しており，原子炉格納容器圧力及び温度の観点では大きな影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の操作時間余裕を確認するため，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の開始を10分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.1.2.12図及び第7.2.1.2.13図に示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）及び200℃に対して十分余裕がある。

このため，操作時間余裕として炉心溶融開始から20分程度は確保できる。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕については，解析上は，事象発生から24時間後の格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしているが，可搬型代替注水大型ポンプの準備が遅れた場合は，代替格納容器スプレイを継続する必要がある。このため，代替格納容器スプレイを原子炉格納容器内注水量の停止条件である4,000m^3となるまで連続して実施する評価を行った。その結果，操作時間余裕として7時間程度は確保できる。

(4) 炉心部に残存するデブリ量の不確かさに対する影響評価

大量の残存デブリが存在することを想定し，原子炉容器破損後，破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果，露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても，露出した残存デブリが全溶融炉心の19%以下であれば，その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量を全て蒸発させるために必要なエネルギを下回ることを確認した。全溶融デブリの19%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから，炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで，残存デブリの冷却性は確保できる。

(5) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合

においても，運転員による加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり64名である。したがって，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては，事象発生の約3.8時間後から約16時間までと事象発生の約18時間後から24時間までの合計約18.2時間の代替格納容器スプレイを想定して，約

2,366m^{3}の水量が必要となる。

これに対し，水源として燃料取替用水タンクは約1,860m^{3}の使用が可能である。また，燃料取替用水タンク枯渇までに復水タンクとの連絡操作を行うとともに，可搬型代替注水中型ポンプ等により復水タンク経由で燃料取替用水タンクに補給することで代替格納容器スプレイを継続することが可能である。

その後，事象発生の約24時間後までに，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより，燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要となる。

b．燃　　料

空冷式非常用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7日間の運転継続に約165.9klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 6.1kl の軽油が必要となる。また，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 32.3kl の軽油が必要となる。このため，7 日間の運転継続に必要な軽油は，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量を合計して，約 38.4kl となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約 125kl にて供給可能である。

さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊

急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

空冷式非常用発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量及びその他負荷容量として約 430kW 必要となるが，空冷式非常用発電機の給電容量約 4,380kW（約 5,475kVA）にて供給可能である。

7.2.1.2.5　結　　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果，原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気，金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により，原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し，原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作による加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお，放射性物質の総放出量については「7.2.1.1　格納容器過圧破損」，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力については「7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4　水素燃焼」，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において，それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制

減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。

7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

7.2.2.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＳＥＤ，ＴＥＩ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＳＥＩ，ＳＬＩ，ＳＬＷ及びＳＥＷがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，原子炉容器が高い圧力の状況で破損し，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心，水蒸気及び水素等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで，急速に原子炉格納容器圧力が上昇し，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため，原子炉容器破損前までに１次冷却系の減圧を行うことにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに，継続的に発生する水素を処理する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって，原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，原子炉容器が高い圧力の状況で破損し，溶融炉心，水蒸気及び水素等が急速に

放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで，急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から，原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。

また，その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

また，溶融炉心・コンクリート相互作用に伴うコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため，代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに，継続的に発生する水素を処理するため，静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

したがって，本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.2　格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，１次冷却材圧力が高く維持される過渡事象「Ｔ＊＊」が１次冷却系の減圧の観点から厳しい。「Ｔ＊＊」のうち，最も１次冷却材圧力が高くなる全交流動力電源喪失等による加圧器逃がし弁の機能喪失は「ＴＥＤ」に含まれる。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく，格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＴＥＤ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故

・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故

・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，１次冷却材圧力が高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに，原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」である。

なお，本評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器

内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって，本評価事故シーケンスは「7.2.1.2　格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達

・１次冷却系における蓄圧タンク注入

・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達

・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウト

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

ｃ．原子炉格納容器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については，「7.2.1.2　格納容器過温破損」の条件と同様であるが，以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.2.1表に示す。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　リロケーション

炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b)　原子炉容器破損

最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は，「7.2.1.2　格納容器過温破損」の第7.2.1.2.4図及び第7.2.1.2.5図と同様である。高圧溶融物放出／格納

容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである１次冷却材圧力等の１次冷却系パラメータの変化を第7.2.2.1図及び第7.2.2.2図に示す。

ａ．事象進展

「7.2.1.2.2(3)　有効性評価の結果」に示すとおり，事象発生後，全ての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し，１次冷却材圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間，１次冷却材の漏えいが継続することで，徐々に原子炉容器内水位が低下し，事象発生の約3.3時間後に炉心溶融に至る。

さらに，炉心溶融開始から10分後の約3.5時間後に加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を開始する。１次冷却系の減圧に伴い，蓄圧注入が開始され，溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが，下部プレナム水が喪失することにより，再び減圧に転じ，事象発生の約8.7時間後に原子炉容器破損に至り，その時点の１次冷却材圧力は低く抑えられる。

なお，加圧器安全弁が動作している事象発生から約3.5時間までは，加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから，加圧器逃がし弁は確実に開弁可能である。その後，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を開始すると同時に，加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし，応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく，流路はわずかに拡がる方向であること，また，弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており，熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによる駆動源喪失に伴う弁閉止の懸念はないことを確認していることから，熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開放状態を維持できる。

b．評価項目等

１次冷却材圧力は第7.2.2.1図に示すとおり，原子炉容器破損に至る約8.7時間時点で約1.2MPa［gage］であり，原子炉容器破損までに2.0MPa［gage］を下回る。

なお，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧に成功し，溶融物が2.0MPa［gage］以下近傍で放出された場合であっても，原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず，溶融物が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に，直接的に通じる経路はない。さらに，原子炉下部キャビティに十分な量の水張りを行える時間があること，加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］以下近傍で停滞することから，多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し，原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)，(2)及び(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については，本評価事故シーケンスと「7.2.1.2　格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同じであることから，「7.2.1.2　格納容器過温破損」において，評価項目を満足することを確認する。

(3)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く，事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し，環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1　格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認する。

(5)及び(8)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスより炉

心溶融及び原子炉容器破損時間が早く，炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す項目については，格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり，また，全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4　水素燃焼」において，評価項目を満足することを確認する。

7.2.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により１次冷却系を強制減圧することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，炉心溶融開始を起点に操作を行う加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始，原子炉格納容器圧力を起点に操作を行う代替格納容器スプレイの再開並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，炉心溶融時間に対する感度は小さく，また，炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから，炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始に与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの１次冷却系モデルは，ＴＭＩ事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており，不確かさは小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，デブリジェット径等の感度解析より，原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器内の溶融燃料

－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが，原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの１次冷却系モデルは，ＴＭＩ事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており，不確かさは小さい。また，原子炉容器下部プレナ

ムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，デブリジェット径等の感度解析より，原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されている。さらに，原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解

析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

感度解析の結果，いずれのケースにおいても，原子炉容器破損に至るまでの間に１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は，蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による１次冷却系の加圧現象と，加圧器逃がし弁からの蒸気放出による１次冷却系の減圧現象，及び溶融炉心からの熱負荷，破損形態等により原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。１次冷却系の加圧と減圧のバランスについては，蓄圧注入後，蓄圧タンク圧力と１次冷却材圧力が均衡した後は，加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため，１次冷却材圧力が2.0MPa［gage］近傍で停滞し，その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ１次冷却材圧力は低下する。

また，圧力スパイク発生後の１次冷却系の減圧挙動について，原子炉容器下部ヘッドへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより１次冷却系の加圧現象にも不確かさがあり，加圧器逃がし弁からの放出流量も１次冷却材圧力に応じて変動することから，１次冷却系の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって，加圧現象が短時間に大きく現れる組合せと，加圧現象が小さく，加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し，感度解析を実施した。その結果，いずれのケースにおいても，原子炉容器下部プレナムのドライアウト後

に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.2.1表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び蓄圧タンク保持圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，炉心溶融開始時間が遅くなり，炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧及び常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が遅くなる。さらに，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件として設定している崩壊熱よりも小さくなるため，原子炉格納容器内への放出エネルギが減少し，原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなる。このため，原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開が遅くなる。

蓄圧タンク保持圧力の変動を考慮し，最確条件の蓄圧タンク保持圧力を用いた場合，解析条件で設定している保持圧力より圧力が高くなるため，蓄圧注入の開始が早くなるが，炉心溶融は蓄圧注入の前に発

生していること，また，原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは同じであることから，炉心溶融又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，炉心溶融開始時間が遅くなり，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は低くなる。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンク保持圧力の変動を考慮し，最確条件の蓄圧タンク保持圧力を用いた場合，解析条件で設定している保持圧力より圧力が高くなるため，蓄圧注入が早くなり，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力に対する影響が考えられる。このため，蓄圧タンク保持圧力の違いが原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力に与える影響を確認する観点で蓄圧タンク保持圧力を最確条件（4.4MPa［gage］）とした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.2.3図に示すとおり，１次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く，加圧器逃がし弁開後の１次冷却材圧力が若干高く推移するものの，一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み，炉心溶融進展及び原子炉容器破損時間が遅くなる。このため，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は約0.21MPa［gage］となり，2.0MPa［gage］を下回るため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置

による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスにおける要員の配置による他の操作に与える影響については，「7.2.1.2　格納容器過温破損」と同様である。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧は，炉心崩壊熱の不確かさにより炉心溶融開始時間が遅くなることで，操作開始が遅くなるが，炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギも小さくなるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，「(3)　操作時間余裕の把握」において，炉心溶融開始から20分後の加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の操作時間余裕を感度解析により確認しており，同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧は，実際の操作において準備が完了した段階で操作を実施することとなっているため，開始が早まる方向の不確かさが存在する。このため，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の開始を10分早め，炉心溶融開始時点とした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.2.4図に示すとおり，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は約1.1MPa［gage］であり，2.0MPa［gage］を下回っている。この場合，より早期に１次冷却系の減圧が開始され，それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし，この場合でも，加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため，１次冷却材圧力が2.0MPa［gage］近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は，冠水炉心の崩壊熱を，

水の蒸発潜熱で割った値に近似でき，このとき，冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上がれば，蒸気生成量が増加し１次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し，水位が下がれば，蒸気生成量が減少することで１次冷却材圧力が低下し，蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって，10分早く１次冷却系強制減圧を開始しても，１次冷却系減圧挙動は基本ケースと同等と考えられる。一方，１次冷却系強制減圧を10分早く開始することに伴い，炉心崩壊熱が約1％高い状態で事象が進展することになり，１次冷却系の圧力挙動に影響を与えると考えられる。しかしながら，１次冷却系強制減圧の早期開始に伴い，蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され，その結果，事象進展及び原子炉容器破損時間が遅れることにより，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は低下することから，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力への影響は小さく，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は2.0MPa［gage］を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の操作時間余裕を確認するため，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の開始を10分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.2.5図に示すとおり，原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は約1.3MPa［gage］であり，2.0MPa［gage］を下回っているため，操作時間余裕として炉心溶融開始から20分程度は確

保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.5　結　　論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果，原子炉容器が高い圧力の状況で破損し，溶融炉心，水蒸気及び水素等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで，急速に原子炉格納容器圧力が上昇し，原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作である加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧により，原子炉容器破損までに１次冷却材圧力を低減することができる。

その結果，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。

また，原子炉格納容器バウンダリに係る圧力及び温度，並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については「7.2.1.2　格納容器過温破損」，放射性物質の総放出量については「7.2.1.1　格納容器過圧破損」，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，原子炉格納容器内の水素濃度については

「7.2.4　水素燃焼」，溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において，それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失においても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

7.2.3.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＡＥＩ，ＡＥＷ，ＳＥＩ，ＳＬＩ，ＳＬＷ及びＳＥＷがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，ＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注水機能や格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ，発生するエネルギが大きい場合には，構造物が破壊され，原子炉格納容器の破損に至る。

溶融燃料－冷却材相互作用のうち，水蒸気爆発は，原子炉容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し，この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し，周囲に瞬時に拡大・伝播することに伴い大きなエネルギが発生する現象である。

細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており，実機においては，原子炉下部キャビティ水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。また，これらの各種実験結果及びＪＡＳＭＩＮＥコードを用いた格納容器破損確率評価等を踏まえると，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し，溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気

発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに，継続的に発生する水素を処理する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって，原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイを整備する。

また，その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

また，溶融炉心・コンクリート相互作用に伴うコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため，代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに，継続的に発生する水素を処理するため，静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

したがって，本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，破断規模の大きい「Ａ＊＊」が，事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため，溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生の観点でより厳しい。また，原子炉格納容器内注水があり，原子炉格納容器内の冷却がない「＊＊Ｗ」が，圧力上昇が抑制されない観点からより厳しい。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，破断規模が大きく，格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「ＡＥＷ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が

喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし，さらに，炉心損傷を早める観点から低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失を，また，原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

また，本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器への注水としては，原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が，冷却水から蒸気が急激に生成し，事象が厳しくなる。このため，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することにより，格納容器スプレイポンプによる注水は想定せず，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる注水を想定する。常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，格納容器スプレイポンプより開始時

間が遅く，流量も小さいため，原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり，事象を厳しく評価することとなる。

したがって，本評価事故シーケンスは「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

ｃ．原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・格納容器スプレイ冷却

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙

動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお，ＭＡＡＰは，大破断ＬＯＣＡ初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから，設計基準事故時の評価結果を参照する。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」の条件と同様であるが，以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.3.1表に示す。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径

計装用案内管の径と同等とする。

(b)　エントレインメント係数

Ricou-Spaldingモデルにおけるエントレインメント係数の最確値とする。

(c)　溶融炉心と水の伝熱面積

原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の粒子径の最確値により算出された面積とする。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.4図及び第7.2.1.1.5図と同様である。原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの変化を「7.2.1.1　格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.9図から第7.2.1.1.12図に示す。

ａ．事象進展

「7.2.1.1.2(4)　有効性評価の結果」に示すとおり，事象発生の約18分後に炉心溶融に至り，約48分後から常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することで，原子炉下部キャビティへ注水される。

その後，事象発生の約1.4時間後に原子炉容器破損に至り，溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下し，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により，原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。その後，代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し，事象発生の24時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで，原子炉格納容器圧力は事象発生の約13時間後に，原子炉格納容器内温度は事象発生の約26時間後に低下に転じる。

ｂ．評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は「7.2.1.1　格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.11図及び第7.2.1.1.12図に示すとおり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により，圧力上昇は見られるものの，熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)，(2)，

(3)，(4)，(7)及び(8)に示す評価項目，並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「7.2.1.1　格納容器過圧破損」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスと同じであることから，それぞれにおいて，評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す評価項目については，格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり，また，全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4　水素燃焼」において，評価項目を満足することを確認する。

7.2.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより，溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，炉心溶融開始を起点に操作を行う常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとお

りであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，炉心溶融時間に対する感度は小さく，また，炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より原子炉格納容器圧力及び温度を高く評価する可能性があるが，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器

破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていること，また，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが，早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして，ＨＤＲ実験解析等の検証結果より原子炉格納容器内圧力及び温度を高く評価する可能性があることから，実際の原子炉格納容器内圧力及び温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による

原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであり，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから，解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータへ与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおける解析条件の不確かさの影響評価については，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

(3)　操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握については，

「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.5　結　　論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，ＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注水機能や格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じる。その結果，発生するエネルギが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」に，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる注水，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより，溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することが可能である。

その結果，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により，原子炉格納容器の圧力上昇は見られるものの，原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではなく，評価項目を満足していることを確認した。

また，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力，水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力，並びに原子炉下部キャビティに落

下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4　水素燃焼」，溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

7.2.4　水素燃焼

7.2.4.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＥＩ，ＳＥＤ，ＡＥＩ，ＳＥＩ，ＳＬＩ，ＴＥＤ，ＴＥＷ，ＳＥＷ，ＡＥＷ，ＳＬＷ及びＡＥＤがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解，金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって水素が発生し，緩和措置がとられない場合には，水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，継続的に発生する水素を処理し，原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。

また，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため，原子炉下部キャビティへ注水し，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して，ＰＷＲプラントは原子炉格納容器自由体積が大きいことにより水素濃度が高濃度にならないという特徴を有している。その上で，原子炉格納容器の

破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，原子炉格納容器内の水素濃度を低減するという観点から，静的触媒式水素再結合装置を設置する。また，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

さらに，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。加えて，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第7.2.4.1図に，対応手順の概要を第7.2.4.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.2.4.1表に示す。

本格納容器破損モードのうち，「7.2.4.2(1)　有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員で構成され，合計16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員2名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.2.4.3図に示す。なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，64名で対処可能である。また，本評価事故シーケンスにおいては，１次冷却材喪失を想定しており，その

手順については「7.1.6　ＥＣＣＳ注水機能喪失」の「7.1.6.1(3)　炉心損傷防止対策」による。

ａ．事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。

その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は，出力領域中性子束等である。

ｂ．全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，可搬型代替注水大型ポンプ

による格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。

ｄ．１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，１次冷却材圧力等である。

ｅ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

ｆ．補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。

全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと

判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は，補助給水流量等である。

ｇ．低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は，ほう酸注入流量等である。

ｈ．電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度測定装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。

電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備開始に必要な計装設備は，１次冷却材高温側温度（広域）等である。

ｉ．炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は，格納容器エリアモニタ（高レンジ）等である。

ｊ．静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。

電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。

ｋ．常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。また，常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が71％以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設

備は，格納容器圧力等である。

l．水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は，可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

m．格納容器内自然対流冷却

Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。

7.2.4.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，事象進展が早く初期から水素放出が開始され，かつ原子炉容器の破損が早い「Ａ＊＊」が，水素放出速度がより大きくなる観点で厳しい。また，格納容器スプレイが作動する「＊＊Ｉ」が，水蒸気が凝

縮され水素濃度が高くなる観点からより厳しい。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，破断規模が大きく，格納容器スプレイが作動する「ＡＥＩ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく事象進展が早くなり，初期から水素放出が開始され，かつ水素放出速度が大きくなる大破断ＬＯＣＡを起因とし，事象初期に大容量の炉心注入に期待できない低圧注入機能の喪失を想定し，更に事象初期の１次冷却系保有水量を厳しくする観点から高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」である。

本評価事故シーケンスにおいて，水素発生に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

ｃ．原子炉格納容器における重要現象

・格納容器スプレイ冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお，ＭＡＡＰは，大破断ＬＯＣＡ初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから，設計基準事故時の評価結果を参照する。

また，本評価事故シーケンスにおいて原子炉格納容器内水素濃度評価に係る重要現象は以下のとおりである。

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・スプレイ冷却

・水素処理

これらの現象を適切に評価することが可能な熱流動解析コードとしてＧＯＴＨＩＣを使用する。なお，第7.2.4.4図に示すとおり，ＧＯＴＨＩＣで原子炉格納容器内水素濃度を評価する際は，ＭＡＡＰによる評価結果に基づいて時刻歴の水素の発生量が評価され，これを境界条件としてＧＯＴＨＩＣに入力する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.4.2表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は高温側配管とし，また，破断口径は，１次冷却材配管（約0.74m（29インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，格納容器スプレイが早期に起動し，水蒸気が凝縮されることにより，水素濃度の観点で厳しくなる。

(d)　水素の発生

炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は，ＭＡＡＰによる評価結果に基づき全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応するように補正する。補正する期間は，ジルコニウム－水反応が顕著となる時点から，全ての溶融炉心が原子炉容器外に落下して炉外に流出した溶融炉心によるジルコニウム－水反応が収束するまでの期間とする。さらに，ＭＡＡＰによる評価結果との差分は，上記補正期間の間一定速度で増加するものとする。

また，水の放射線分解及び金属腐食による水素の発生を考慮する。水の放射線分解では，水素の生成割合を，炉心水については0.4分子／100eV，サンプ水については0.3分子／100eVとする。金属腐食では，アルミニウム及び亜鉛を考慮し，それぞれアルカリ性及び酸性の水溶液との反応により生成される水素を評価する。

(e)　水素の燃焼

第7.2.4.5図に示すとおり，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては，全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応して発生した水素が，全て燃焼に寄与するものとする。また，燃焼後の圧力が高くなるように燃焼前の加圧を想定し，火炎の下方伝播により原子炉格納容器内全体で燃焼が生じ得るウェット水素濃度8vol％の条

件下での水蒸気量を考慮する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　静的触媒式水素再結合装置

静的触媒式水素再結合装置1基当たりの処理性能については，設計値を基に1.2kg／h（水素濃度4vol％，圧力0.15MPa［abs］時）とする。また，装置については5基の設置を考慮する。

(b)　電気式水素燃焼装置

解析においては水素濃度の観点で厳しくなるよう電気式水素燃焼装置の効果は期待しない。

(c)　格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは2台作動し，設計値に基づく最大流量で原子炉格納容器内へ注水するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

静的触媒式水素再結合装置により，運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し，原子炉格納容器の健全性を確保する。このため，運転員等操作に関する条件はない。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.4.6図及び第7.2.4.7図に，原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度，燃料最高温度の推移及びジルコニウム－水反応割合の推移を第7.2.4.8図から第7.2.4.10図に，原子炉格納容器内の平均水素濃度及び原子炉格納容器内の各区画水素濃度の推移を第7.2.4.11図から第7.2.4.12図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，炉内の水が急激に減少し燃料の露出が開始すると，燃料被覆管温度が上昇することでジルコニウム－水反応による水素の発生が

顕著になり，事象発生の約19分後には炉心溶融が開始する。さらに，原子炉容器下部プレナムへの溶融炉心落下に伴い水素が断続的に発生する。

その後，事象発生の約1.5時間後に原子炉容器破損に至り，溶融炉心が原子炉容器外に流出するが，原子炉下部キャビティに溜まった水が原子炉容器の破損口を通して原子炉容器内に逆流すると，溶融炉心の流出は停止する。その後，事象発生の約1.7時間後に，原子炉容器外に流出した溶融炉心のジルコニウムー水反応による水素の生成はほぼ停止する。ジルコニウムー水反応割合の補正期間は，上記炉心溶融開始時点から，原子炉容器外に流出した溶融炉心によるジルコニウムー水反応が収束するまでの期間とする。

第7.2.4.11図に示すように，水の放射線分解等によって発生する水素を考慮しても，原子炉格納容器内に設置した静的触媒式水素再結合装置の効果により原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少し，蓄積することはなく，事象発生から24時間時点においても低下傾向となる。

また，第7.2.4.12図に示すように，１次冷却材配管の破断区画及び原子炉下部キャビティ区画において，一時的に水素濃度が高くなる。前者は，ジルコニウムー水反応により発生した水素が破断口から放出されることによるものであるが，その期間は短時間であり，水蒸気を含む雰囲気下において爆轟領域に達しない。後者は，原子炉容器破損後に落下した溶融炉心のジルコニウムー水反応により水素が発生することによるものであるが，予混合状態にないことや，原子炉下部キャビティの形状が爆轟に遷移しやすいダクトや配管等の細長い体系でないこと等から，爆轟に転移する可能性はない。事象発生後初期においては各区画において水素濃度は多少のばらつきが生じるものの，格納容器スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や，対流に伴う混合促進により原子炉格納容器

内において水素濃度分布は一様となる。

b．評価項目等

原子炉格納容器圧力は第7.2.4.13図に示すとおり，事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第7.2.4.14図に示すとおり，事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，200℃を下回る。

１次冷却材圧力は第7.2.4.15図に示すとおり，原子炉容器破損までに2.0MPa［gage］以下に低減される。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については，本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く，事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから，環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1　格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認している。

原子炉格納容器内の水素濃度は第7.2.4.11図に示すとおり，事象発生後早期にジルコニウムー水反応で発生する水素により上昇するが，ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は最大約11.7vol％であり，13vol％を下回る。また，局所の水素濃度については，１次冷却材配管の破断区画及び原子炉下部キャビティ区画において一時的に13vol％を上回るが，「ａ．事象進展」に示すとおり爆轟に転移する可能性はないため，原子炉格納容器の健全性は確保される。

全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応して発生した水素が，全て燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにか

かる圧力の最高値は約0.444MPa［gage］であり，原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.784MPa［gage］）を下回り，原子炉格納容器バウンダリの健全性は確保される。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については，格納容器スプレイに失敗するため本評価事故シーケンスより原子炉格納容器圧力が高く推移し，原子炉下部キャビティに溜まるスプレイ水が少なく，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート浸食の観点で厳しくなる「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，評価項目を満足することを確認する。

第7.2.4.13図及び第7.2.4.14図に示すように，事象発生の約1.5時間後に原子炉下部キャビティに溶融炉心が落下するが，事象初期より格納容器スプレイが起動しているため，事象発生から約2時間時点において原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されており，その後も安定状態を維持できる。

7.2.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，静的触媒式水素再結合装置により，運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し，原子炉格納容器の健全性を確保することが特徴である。このため，不確かさの影響を確認する運

転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

本評価事故シーケンスは，「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，静的触媒式水素再結合装置により，運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し，原子炉格納容器の健全性を確保する。

このため，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響（ＭＡＡＰ）

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが，有効性評価では，ＭＡＡＰで得られた水素発生量が全炉心内のジルコニウム量の75％と水が反応することにより発生する量となるように水素発生率を補正して評価していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における水素濃度変化の不確かさとして，水素発生に関する基本的なモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されていること，また，有効性評価では，ＭＡＡＰで得られた水素発生量が全炉心内のジルコニウム量の75％と水が反応することにより発生する量となるように水素発生率を補正して評価していることから，評価項目となる

パラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，有効性評価では，ＭＡＡＰで得られた水素発生量が全炉心内のジルコニウム量の75％と水が反応することにより発生する量となるように水素発生率を補正して評価していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであり，原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われており，溶融炉心・コンクリート相互作用は防止されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして，原子炉下部キャビティ床面に堆積した溶融炉心が周囲のコンクリートや原子炉下部キャビティ水と伝熱する過程でさまざまなパターンの不確かさが考えられることから，「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，溶融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施している。感度解析パラメータの組合せを考慮した場合，溶融炉心の拡がり面積として，局所的に溶融炉心が堆積し，それにより水素が発生するが，コンクリート侵食の停止に伴

い水素発生も停止する。溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素は，全てジルコニウムに起因するものであり，反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約6%である。この感度解析の結果を踏まえ，原子炉容器内及び原子炉容器外のジルコニウムー水反応に加えて，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の不確かさを考慮して全炉心内のジルコニウムが水と反応するとしても，ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は最大約12.5vol%であり，13vol%を下回る。したがって，解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響を考慮しても，評価項目を満足する。なお，追加発生となる水素については，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置により処理が可能である。

c．評価項目となるパラメータに与える影響（ＧＯＴＨＩＣ）

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導及びスプレイ冷却の不確かさとして，ＮＵＰＥＣ検証解析より確認されているが，爆轟領域に最も余裕の小さい区画において，不確かさを考慮しても爆轟に至る可能性はない。また，本評価事故シーケンスでは，「7.2.4.2(3)　有効性評価の結果」に示すとおり，格納容器スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や対流に伴う混合促進により，原子炉格納容器内において水素濃度は均一化する傾向にある。このような場合には，原子炉格納容器ドーム部のノード分割の差により解析結果に大きな差異は生じないことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第

7.2.4.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱，静的触媒式水素再結合装置の性能及び１次冷却材の流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

本評価事故シーケンスは，「7.2.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，原子炉容器破損時間が遅くなり，炉内に燃料が留まる時間が長くなる。このため，炉内でのジルコニウムー水反応により発生する水素量が多くなると考えられるが，水素発生量については全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することにより発生する量になるように補正して評価していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

静的触媒式水素再結合装置による水素処理は，長期的に原子炉格納容器全体の水素濃度を低下させるものである。静的触媒式水素再結合装置の性能の変動を考慮した場合として，静的触媒式水素再結合装置の効果を期待せず，炉心損傷時に全炉心内のジルコニウム量の75%が反応したと想定して評価した結果，ドライ条件に換算した原子炉格納

容器内の水素濃度は約11.8vol％であり，13vol％を下回る。このため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，静的触媒式水素再結合装置の水素濃度の違いによる再結合反応開始遅れの影響を考慮し，静的触媒式水素再結合装置が水素濃度5vol％まで起動しないと想定して評価した結果，約0.5kgの未反応分の水素が生じ，水素濃度としては約0.01vol％上昇するが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

１次冷却材の流出流量の変動として地震によるＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合，流出流量の増加により，事象進展が変動し，炉心溶融開始が早まり，水素生成挙動にも影響が生じることが考えられるが，発生水素量については，全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応することにより発生する量となるよう水素発生率を補正して評価しており，さらに，静的触媒式水素再結合装置の効果を期待しなかったとしても水素濃度は約11.8vol％であり，13vol％を下回る。このため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお，「7.2.4.1(3)　格納容器破損防止対策」に示すとおり，水素濃度制御を行う重大事故等対処設備として電気式水素燃焼装置を設置する。第7.2.4.16図に電気式水素燃焼装置の効果に期待する場合の原子炉格納容器内のウェット換算した水素濃度の推移，第7.2.4.17図にドライ換算した水素濃度の推移を示す。電気式水素燃焼装置の効果は，全炉心内のジルコニウム量の100％が水と反応することによる水素発生量を考慮しても，静的触媒式水素再結合装置の効果と相まって，原子炉格納容器内の水素濃度を13vol％に対して十分下回るよう抑制することが可能である。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

本評価事故シーケンスは，「7.2.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。このため，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

本評価事故シーケンスは，「7.2.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。このため，操作遅れによる影響はない。

(4)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減し，原子炉格納容器の破損を防止

することにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することはないことから，操作遅れによる影響はない。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.4.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.4.1(3)　格納容器破損防止対策」に示すとおり16名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレイによる原子炉格納容器内注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後，格納容器スプレイ再循環運転に切り替える。以降は，格納容器再循環サンプを水源とし，格納容器スプレイ再循環運転を継続する。したがって，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお，外部電源の喪失を想定した場合も同様の対応である。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により７日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.2.4.5　結　　論

格納容器破損モード「水素燃焼」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解，金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生した水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては，静的触媒式水素再結合装置を設置している。ま

た，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置している。さらに，溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備している。加えて，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。

格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉格納容器自由体積が大きいため著しい炉心損傷時にジルコニウムー水反応により短期間に発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の上昇は限定され，これにより，水素燃焼による原子炉格納容器破損を防止することができる。また，静的触媒式水素再結合装置によって，水の放射線分解等により緩やかに発生する水素を除去し，原子炉格納容器内の水素濃度を低減できる。

その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力，原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお，放射性物質の総放出量については「7.2.1.1　格納容器過圧破損」，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」において，それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対する影響はないことを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「水素燃焼」において，静的触媒式水素再結合装置を用いた原子炉格納容器内の水素濃度を抑制する格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用

7.2.5.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＥＩ，ＴＥＤ，ＳＥＤ，ＴＥＷ，ＡＥＩ，ＳＥＩ，ＡＥＤ，ＳＬＩ，ＳＬＷ，ＡＥＷ及びＳＥＷがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，原子炉容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流出し，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し，原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶融炉心を冷却することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに，継続的に発生する水素を処理する。さらに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって，原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，原子炉格納容器床のコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスを抑制する観点か

ら，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。また，継続的に発生する水素を処理するため，静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに，より一層の水素濃度低減を図るための設備として電気式水素燃焼装置を設置する。

さらに，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

したがって，本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち，破断規模の大きい「Ａ＊＊」が，事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため，溶融炉心によるコンクリート侵食の発生の観点で厳しい。また，非常用炉心冷却設備又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が，コンクリート侵食が抑制されないという観点からより厳しい。したがって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は，破断規模が大きく，ＥＣＣＳ注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＡＥＤ」である。

このプラント損傷状態には，以下の事故シーケンスが想定される。

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪

失する事故

上記事故シーケンスのうち，評価事故シーケンスは，中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく事象進展が早くなり原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高くなる大破断ＬＯＣＡを起因とし，更に炉心損傷を早め，時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお，本評価事故シーケンスにおいては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から，全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって，本評価事故シーケンスは「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて，溶融炉心・コンクリート相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

ａ．炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

ｂ．原子炉容器，１次冷却系，加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次冷却系内核分裂生成物挙動

c.　原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・格納容器スプレイ冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は，炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから，これらの現象を適切に評価することが可能な，原子炉系，原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については，「7.2.1.1　格

納容器過圧破損」の条件と同様であるが，以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.5.1表に示す。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり

原子炉下部キャビティ床底面の全面に拡がるものとする。

(b)　溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限

大気圧条件で0.8MW／m^2相当とする。

(c)　溶融炉心とコンクリートの伝熱

溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず，溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定する。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.4図及び第7.2.1.1.5図と同様である。溶融炉心・コンクリート相互作用における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉下部キャビティ水量，ベースマット侵食深さの変化を第7.2.5.1図及び第7.2.5.2図に示す。

ａ．事象進展

「7.2.1.1.2(4)　有効性評価の結果」に示すとおり，事象発生の約18分後に炉心溶融に至り，約48分後に常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することで，原子炉下部キャビティへ注水される。

また，事象発生の約1.4時間後に原子炉容器破損に至り，溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下することで原子炉下部キャビティ水位が変動する。溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点では

原子炉下部キャビティには水量が確保されており，溶融炉心からの崩壊熱は除去され，ベースマットに有意な侵食は発生しない。

b．評価項目等

ベースマット侵食深さは第7.2.5.2図に示すとおり，代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することで，ベースマットに有意な侵食は発生していない。

「6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)，(2)，(3)，(4)，(5)及び(7)に示す評価項目については，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」及び「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスと同じであることから，それぞれにおいて，評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す評価項目については，格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり，また，全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4　水素燃焼」において評価項目を満足することを確認する。

7.2.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより，原子炉格納容器内部へ注水することで溶融炉心によるコンクリート侵食を抑制することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，炉心溶融

開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイとする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，炉心溶融時間に対する感度は小さく，また，炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして，原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であるが，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現

性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，原子炉容器破損時間を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，細粒化された溶融炉心の冷却状態が，コンクリート侵食に与える感度は小さいことが確認されていること，また，原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりの感度解析により，感度解析ケースの組合せのうち，原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを小さくした場合に，有意なコンクリート侵食が発生することが確認されているが，原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び

非凝縮性ガス発生の不確かさとして，ＡＣＥ及びＳＵＲＣ実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていること，また，溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心ヒートアップの感度解析では，下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが，原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして，原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より，原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであり，原子炉容器破損時間がわずかに早まった場合においても，原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルは，ＴＭＩ事故についての再現

性が確認されており，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より，原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして，原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より，最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであり，原子炉容器破損時間がわずかに早まった場合においても，原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より，細粒化された溶融炉心の冷却状態が，コンクリート侵食に与える感度は小さいことが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりの感度解析を踏まえ，不確かさに関する感度解析パラメータを組合せたケースについて感度解析を行った。なお，水中での溶融物の拡がり挙動は，知見も少なく複雑であることから，解析条件として極端な設定とした。

落下時に細粒化等により溶融炉心の冷却が進み，原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりが小さい場合には，約16cmのコンクリート

侵食が発生するが，その後は原子炉下部キャビティ水により冷却されることでコンクリート侵食は停止し，原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。コンクリート侵食により発生する水素は，全てジルコニウムに起因するものであり，反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約6％である。また，溶融炉心の拡がりが小さい場合，拡がり面積は約14m^{2}となるが，原子炉容器破損位置が原子炉下部キャビティ側面に近いと，溶融炉心が原子炉下部キャビティ側面に接触する場合がある。解析上では，側面クラスト全体がコンクリートと接触するよう取り扱っているため，原子炉下部キャビティ側面は，約16cmのコンクリート侵食が発生する。

一方，落下時に冷却されず，高温のまま床に到達する場合の感度解析では，溶融炉心は原子炉下部キャビティ床全面に拡がると考えられるため，基本ケースと同様に有意なコンクリート侵食は発生しない。

いずれのケースにおいても実機では溶融炉心が拡がる過程で先端から冷却が進むこと，実験等の知見において，側面コンクリートが侵食されてギャップが形成されたことで溶融物の冷却が促進し，コンクリート侵食が抑制されることから，原子炉下部キャビティ側面への侵食は更に小さく抑えられると考えられる。

以上のことから，コンクリート侵食が原子炉格納容器の構造部材の支持機能に与える影響はない。

炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして，ＡＣＥ及びＳＵＲＣ実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.5.1表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び１次冷却材の流出流量及び原子炉格納容器内に水素が存在する場合の除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，炉心溶融開始が遅くなり，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が遅くなる。また，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件として設定している崩壊熱よりも小さくなるため，原子炉格納容器内への放出エネルギが減少し，原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなるが，原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却材の流出流量の変動として地震によるＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合，１次冷却材の流出流量の増加により事象進展は変動し，炉心溶融等が早くなる。このため，炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始が早くなるが，解析条件と同様に事象発生の約48分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても，評価項目となるパラメータに与える影

響は小さいことを「(b)　評価項目となるパラメータに与える影響」におけるＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの感度解析により，確認していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合，格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため，原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するが，格納容器内自然対流冷却開始後に原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，溶融炉心のエネルギが減少し，原子炉容器破損時間が遅くなる。このため，溶融炉心の原子炉下部キャビティ落下時点での原子炉下部キャビティ水量は多くなり，落下した溶融炉心の熱量も小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却材の流出流量の変動として地震によるＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合，流出流量の増加により事象進展が変動することから，炉心や原子炉格納容器への影響を確認する観点より，破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

・１次冷却材高温側配管　全ループ破断

・１次冷却材低温側配管　全ループ破断

・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

いずれのケースも常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間は基本ケースである大破断ＬＯＣＡ時と同様に事象発

生の約48分後とした。その結果，第7.2.5.3図から第7.2.5.8図に示すとおり，各ケースともに原子炉下部キャビティへの溶融炉心落下時に原子炉下部キャビティ水が十分存在するため，ベースマットに有意な侵食は発生せず，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始を起点とする常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイは，炉心崩壊熱の不確かさにより，炉心溶融開始時間が遅くなることで，操作開始が遅くなるが，炉心崩壊熱の減少により原子炉容器破損時間も同様に遅くなる。このため，「(3)　操作時間余裕の把握」において，事象発生の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており，同程度の遅れに対して，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作時間余裕を確認するため，代替格納容器スプレイの開始を約10分遅く，事象発生から60分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果，第7.2.5.9図及び第7.2.5.10図に示すとおり，代替格納容器スプレイ開始が約10分遅くなった場合でも原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティ水位は1.0m程度であり，コンクリート侵食を防止できていることから，操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして，原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが，原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さいことを確認した。なお，本感度解析では解析条件として極端な設定としており，また，溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップにより溶融物の冷却が促進されると考えられることから，実際の侵食は更に小さく抑えられると考えられる。以上のことから，原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心

を冷却し，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.5.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.2.1.1　格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.5　結　　論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して，原子炉容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流出する。その結果，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し，原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプ

レイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても，運転員等操作による常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより，原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心の冷却及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果，ベースマットに有意な侵食は発生せず，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量，原子炉容器破損時の１次冷却材圧力，水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については「7.2.1.1　格納容器過圧破損」，原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4　水素燃焼」において，それぞれ確認した。

解析コードの不確かさのうち，原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが，原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。なお，本感度解析では解析条件として極端な設定としており，また，溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップによ

り溶融物の冷却が促進されると考えられることから，実際の侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。以上のことから，原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であり，格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。

7.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設における想定事故について，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.3.1　想定事故１

7.3.1.1　想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。

(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では，使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により，使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下する。このため，緩和措置がとられない場合には，やがて燃料体等は露出し，損傷に至る。

したがって，想定事故１では，使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって，燃料有効長頂部が冠水していること，放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界が維持されていることが必要となる。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.3.1.1図に，対応手順の概要を第7.3.1.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.3.1.1表に示す。

想定事故１における重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運

転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員11名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.3.1.3図に示す。

ａ．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピットポンプトリップ等による運転不能により，使用済燃料ピット冷却系の故障を確認した場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却機能の回復操作，可搬型代替注水中型ポンプによる注水準備，使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（ＡＭ）等である。

ｂ．使用済燃料ピット温度及び水位の確認

使用済燃料ピット冷却機能喪失により，使用済燃料ピット温度が上昇し，使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。

使用済燃料ピット温度及び水位の確認に必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（ＡＭ）等である。

ｃ．使用済燃料ピット注水機能喪失の判断

燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクを水源として注水操作を行い，使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ，注水機能の喪失と判断し，使用済燃料ピット注水機能の回復操作を行う。

使用済燃料ピット注水機能喪失の判断に必要な計装設備は，使用済燃

料ピット水位（ＡＭ）等である。

ｄ．使用済燃料ピットへの注水操作

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し，通常水位到達後は水位を維持する。以降，使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され，温度が安定していることを確認する。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（ＡＭ）等である。

7.3.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故１では，冷却機能又は注水機能の喪失による使用済燃料ピット水温上昇，沸騰，蒸発により水位は低下するが，燃料有効長高さまで冠水し，未臨界を維持し，放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.1.2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　事象発生前使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット水位の実運用に基づき，使用済燃料ピット水位低警報レベル（通常水位－0.08m）とする。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(b)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，$25m^3$／h を設定する。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して，事象発生から 8 時間 50 分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

想定事故１の事象進展を第 7.3.1.2 図に示す。

a．事象進展

事象発生後，使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，約 6.9 時間で 100℃に到達し，

使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは，第 7.3.1.4 図に示すとおり事象発生から約 2.0 日後である。

事故を検知し，可搬型代替注水中型ポンプによる注水を開始する時間は，事象発生の 8 時間 50 分後であり，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である約 2.0 日に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発率を上回る容量の可搬型代替注水中型ポンプを整備していることから，使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

b．評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発率を上回る容量の可搬型代替注水中型ポンプを整備しており，使用済燃料ピットの水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから，燃料有効長頂部は冠水している。また，放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。

使用済燃料ピットは，通常ほう酸水で満たされているが，純水で満たされた状態で，最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.97 であり，十分な未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット水温が上昇し沸騰状態となり，水密度が低下する場合でも，使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため，実効増倍率は低下し，使用済燃料ピットの未臨界は維持できる。

事象発生の 8 時間 50 分後から可搬型代替注水中型ポンプによる注水を行うことで，事象発生の約 18.4 時間後には使用済燃料ピットの水位を回復させ維持できることから，水位及び温度は安定し，安定状態に至

る。その後も可搬型代替注水中型ポンプによる注水を行うことで，安定状態を維持できる。

7.3.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故１は，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピットの水位低下を抑制することが特徴である。また，可搬型代替注水中型ポンプによる注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.3.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱，初期水位及び初期水温に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，評価条件として設定している崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下が緩やかになるが，使用済燃料ピットの水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期水位の変動を考慮した場合，評価条件として設定している水位より高くなるため，使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下が緩やかになるが，使用済燃料ピットの水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期水温の変動を考慮した場合，評価条件として設定している初期水温より，高く又は低くなるが，使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，評価条件として設定している崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下が緩やかになり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水位の変動を考慮した場合，評価条件として設定している水位より高くなるため，使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下が緩やかになり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮し，評価条件で設定している初期水温より高い場合，使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが，放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約 2.0 日後と長時間であることから，初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，初期水温を使用済燃料ピットポンプ 1 台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である 65℃として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温 40℃の場合と比較して約 0.1 日短い，約 1.9 日となるが，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は，事象発生の 8 時間 50 分後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価

項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，使用済燃料ピット水はわずかではあるが常に蒸発現象が起きており，使用済燃料ピットの水温上昇過程で沸騰に至らなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し，100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温 40℃の場合と比較して約 0.3 日短い，約 1.7 日となるが，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の 8 時間 50 分後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，第 7.3.1.3 図に示すとおり，現場での操作であるが，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，評価上の操作開始時間に対して，運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合，放射線の遮蔽が維持できる最低水位への到達に対する余裕は大きくなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水の操作時間余裕は，「7.3.1.2(3)　有効性評価の結果」に示すとおり，事象発生から放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は約2.0 日後であるのに対し，事故を検知し，可搬型代替注水中型ポンプによる注水を開始する時間は事象発生の 8 時間 50 分後であり，十分な時間余裕を確保できる。

(3)　ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。

その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員等による可搬型代替注水中型ポンプによる注水により，使用済燃料ピット水位を確保することで，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

その他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.3.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故１において，重大事故等対策時に必要な要員は「7.3.1.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。したがって，「7.5.2　重

大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故１において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

海を水源として，可搬型代替注水中型ポンプにより，使用済燃料ピットへ間欠的に注水を行う。

ｂ．燃　　料

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定して，7日間の運転継続に約6.1klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約125klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により7日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

ディーゼル発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量は，設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.3.1.5　結　　論

想定事故１では，使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下し，やがて燃料は露出し，損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，短期対策及び長期対策として，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を行った。

上記の場合においても，可搬型代替注水中型ポンプにより使用済燃料ピットへ注水することにより，使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足するとともに，長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。

7.3.2　想定事故２

7.3.2.1　想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故」である。

(2)　想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故２では，使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料ピット注水機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，やがて燃料体等は露出し，損傷に至る。

したがって，想定事故２では，使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって，燃料有効長頂部が冠水していること，放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界が維持されていることが必要となる。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.3.2.1図に，対応手順の概要を第7.3.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.3.2.1表に示す。

想定事故２における重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運

転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員11名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.3.2.3図に示す。

ａ．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピットの水位低下により使用済燃料ピット水位低警報が発信し，水位低下が継続する場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却系の隔離操作，可搬型代替注水中型ポンプによる注水準備，使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（ＡＭ）等である。

ｂ．使用済燃料ピット温度上昇の確認

使用済燃料ピットの水位低下及び冷却機能喪失により，使用済燃料ピット温度が上昇していることを確認する。

使用済燃料ピット温度上昇の確認に必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（ＡＭ）等である。

ｃ．使用済燃料ピット注水機能喪失の判断

燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクを水源として注水操作を行い，使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ，注水機能の喪失と判断し，使用済燃料ピット注水機能の回復操作を行う。

使用済燃料ピット注水機能喪失の判断に必要な計装設備は，使用済燃

料ピット水位（ＡＭ）等である。

ｄ．使用済燃料ピットへの注水操作

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。以降，使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され，温度が安定していることを確認する。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（ＡＭ）等である。

7.3.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故２では，冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後，使用済燃料ピット水温上昇，沸騰，蒸発により水位は低下するが，燃料有効長を冠水させ，未臨界を維持するために，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２における運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.2.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

想定事故２に特有の評価条件はない。

b．事故条件

(a)　冷却系配管の破断によって想定される初期水位

使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（通常水位－約 1.36m）まで低下するものとする。評価においては，使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレイカの効果を考慮している。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，$25m^3$／h を設定する。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して，事象発生から 8 時間 50 分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

想定事故２の事象進展を第 7.3.2.2 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，使用済燃料ピット冷却系の配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，約 6.1 時間で 100℃に到達し，使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは，第 7.3.2.4 図に示すとおり事象発生から約 1.2 日後である。

事故を検知し，可搬型代替注水中型ポンプによる注水を開始する時間は，事象発生の 8 時間 50 分後であり，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である約 1.2 日に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発率を上回る容量の可搬型代替注水中型ポンプを整備していることから，使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

ｂ．評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発率を上回る容量の可搬型代替注水中型ポンプを整備しており，使用済燃料ピットの水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから，燃料有効長頂部は冠水している。また，放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。

使用済燃料ピットは，通常ほう酸水で満たされているが，純水で満たされた状態で，最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.97 であり，十分な未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット水温が上昇し沸騰状態となり，水密度が低下する場合でも，使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため，実効増倍率

は低下し，使用済燃料ピットの未臨界は維持できる。

事象発生の 8 時間 50 分後から可搬型代替注水中型ポンプによる注水を行うことで，事象発生の約 16.8 時間後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから，水位及び温度は安定し，安定状態に到達する。その後も可搬型代替注水中型ポンプによる注水を行うことで，安定状態を維持できる。

7.3.2.3　評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故２は，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピットの水位低下を抑制することが特徴である。また，可搬型代替注水中型ポンプによる注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.3.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱及び初期水温に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピットの水温

上昇及び水位低下は緩やかになるが，使用済燃料ピットの水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期水温の変動を考慮した場合，評価条件として設定している初期水温より，高く又は低くなるが，使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，評価条件として設定している崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下が緩やかになり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮し，評価条件で設定している初期水温より高い場合，使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが，放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約 1.2 日後と長時間であることから，初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，初期水温を使用済燃料ピットポンプ 1 台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である 65℃として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温 40℃の場合と比較して約 0.1 日短い，約 1.1 日となるが，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の 8 時間 50 分後から可能であることから，十分時間余裕を持って注水を開始することができ，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，使用済燃料ピット内の水は，わずかであるが常に蒸発現象が起きており，使用済燃料ピット水温上昇過程で沸騰に至らなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し，100℃の水が沸騰

により蒸発する時間のみで評価した場合，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温 40℃の場合と比較して約 0.2 日短い，約 1.0 日となるが，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の 8 時間 50 分後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，第 7.3.2.3 図に示すとおり，現場での操作であるが，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は，評価上の操作開始時間に対して，運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合，放射線の遮蔽が維持できる最低水位への到達に対する余裕は大きくなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作時間余裕は，「7.3.2.2(3)　有効性評価の結果」に示すとおり，事象発生から放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は約 1.2 日であるのに対し，事故を検知し，可搬型代替注水中型ポンプによる注水を開始する時間は事象発生の 8 時間 50 分後であり，十分な時間余裕を確保できる。

(3)　ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。

その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員等による可搬型代替注水中型ポンプによる注水により，使用済燃料ピット水位を確保することで，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.3.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故２において，重大事故等対策時に必要な要員は「7.3.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故２において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.3.1　想定事故

１」と同様である。

7.3.2.5　結　　論

想定事故２では，使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生するとともに，注水機能の喪失が重畳するため，やがて燃料は露出し，損傷に至ることが特徴である。想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては，短期対策及び長期対策として，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。

想定事故２について有効性評価を行った。

上記の場合においても，可搬型代替注水中型ポンプにより使用済燃料ピットへ注水することにより，使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足するとともに，長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，「7.3.1　想定事故１」と同様であり，供給可能である。

以上のことから，可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は，想定事故２に対して有効である。

7.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.4.1　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

7.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「余熱除去機能が喪失する事故」，「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い，崩壊熱除去機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し，燃料損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，充てん／高圧注入ポンプ，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため，格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第

7.4.1.1 図に，対応手順の概要を第 7.4.1.2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.4.1.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員で構成され，合計 16 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長 1 名，運転操作指揮補佐を行う副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員 2 名及び放射線管理要員 3 名，通報連絡等を行う初動本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.1.3 図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，59 名で対処可能である。

ａ．余熱除去系機能喪失の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は，余熱除去系機能喪失と判断し，余熱除去機能の回復操作を実施する。

余熱除去系機能喪失の判断に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

ｂ．原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止措置

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックの閉止措置を実施する。

ｃ．原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。

ｄ．充てん／高圧注入ポンプ等による炉心注水

炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプ，充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に期待できる場合は，優先して実施する。

充てん／高圧注入ポンプ等による炉心注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｅ．常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水の準備

常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水の系統構成等，運転準備を行う。

ｆ．燃料取替用水タンクによる重力注水

炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は，優先して実施する。

燃料取替用水タンクの重力注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｇ．炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作

炉心水位を回復させるため，原子炉格納容器から退避完了及び原子炉格納容器エアロックの閉止を確認後，蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降，炉心水位の低下を継続監視し，蓄圧タンク出口弁を開操作する。

また，常設低圧代替注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し，１次冷却系保有水量を維持するとともに，加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。

炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作に必要な計測設備は，加圧器水位等である。

ｈ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また，中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，格納容器圧力である。

ｉ．代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として，燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。

余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61％以上であることを確認し，格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替えることで炉心注水を継続する。

また，原子炉補機冷却水サージタンクの窒素加圧及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。準備完了後，格納容器内自然対流冷却を開始する。

以降，代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による炉心冷却及び原子炉格納容器内の除熱を継続的に行う。

代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

7.4.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり，かつ要求される設備容量の観点から，炉心崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により，１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，余熱除去系による浄化運転中に，余熱除去ポンプの故障等により，全ての余熱除去系の機能が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

起因事象として全ての余熱除去系の機能が喪失するものとする。また，充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合，ディーゼル発電機にてアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については，最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(b)　常設低圧代替注水ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 60 時間後を事象開始として，ｃ．(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，30m^3／h とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対

する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　蓄圧タンクによる炉心注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の検知，判断，蓄圧タンク出口弁開操作及び原子炉格納容器からの待避確認に要する時間を上回る時間として，1 基目は事象発生の 60 分後，2 基目は事象発生の 100 分後，3 基目は事象発生の 140 分後に開始するものとする。

(b)　常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の検知，判断及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水に要する時間を上回る時間，かつ 3 基目の蓄圧タンクの注入以降とし，事象開始から 141 分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.1.2 図に，１次冷却材圧力，加圧器水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.4.1.4 図から第 7.4.1.12 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，余熱除去系の機能喪失に伴い，崩壊熱除去機能が喪失することにより，１次冷却材温度が上昇し，約２分で１次冷却材が沸騰し，蒸発することで１次冷却系保有水量は減少する。また，炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し，加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが，加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後，炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加するため，加圧器への流入流量も増加することに伴い，加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生の 60 分後に 1 基目，100 分

後に 2 基目，140 分後に 3 基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより，炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い１次冷却系保有水量が増加することで，加圧器への流入流量も増加することから，加圧器からの流出流量はその都度変動する。

事象発生の 141 分後に常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を開始することで，次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより，１次冷却系保有水量を確保することができる。

ｂ．評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.1.5 図に示すとおりであり，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また，炉心水位が燃料有効長頂部まで低下した場合においても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv／h を上回ることはなく，放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により，１次冷却材の密度が低下すると，冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と，１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は，ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果が大きくなることにより，一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し，事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。

その結果，事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心

において約－6.1％Δｋ／ｋであり，未臨界であることを確認した。このとき，事象発生前の初期未臨界度は，取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また，事象進展中の反応度変化量は，ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから，ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって，取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.1.12 図に示すとおり，初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.1.9 図及び第 7.4.1.11 図に示すとおり，事象発生から約 200 分以降，１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており，原子炉は安定状態に維持できる。

その後は，燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後，格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで燃料の健全性を維持できる。

なお，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては，炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から，燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり，運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

7.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置

による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水により，１次冷却系保有水を確保することが特徴である。また，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は低く評価する可能性がある。しかし，炉心水位を起点に開始する操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は低く評価する可能性がある。炉心水位を最大で 0.4m 低く評価する場合には，実際の炉心水位は高くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心水位を最大で 0.4m 高く評価する場合には，実際の炉心水位は低くなり，１次冷却系保有水量の減少が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかしながら，第 7.4.1.8 図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約 0.7m の高さ位置であるため，解析コードにおける炉心

水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.4.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，炉心露出に対する事象進展は遅くなるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認す

る。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

蓄圧タンクによる炉心注水は，第 7.4.1.3 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，第 7.4.1.3 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水については，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には，１次冷却系保有水量の減少が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.4.1.13 図に示すとおり，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果，事象発生の 99 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって，蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまで約 39 分は確保できる。

また，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.4.1.14 図に示すとおり，3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果，操作時間余裕として 40 分以上は確保できる。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.4.1.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり16名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員67名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水については，事象発生の約64.4時間後までの注水継続が可能であり，この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

ｂ．燃　　料

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約627.4klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

ディーゼル発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.1.5　結　　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い，崩壊熱除去機能が喪失する。このため，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては，短期対策として充てん／高圧注入ポンプ，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水，長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から，充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。

上記の場合においても，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水により，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，放射線の遮蔽を維持でき，また，燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心へ注水されるため，未臨界を維持できる。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界が確保されており，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，

評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対して有効である。

7.4.2　全交流動力電源喪失

7.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に送電系統の故障等により，外部電源が喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，安全上重要な機器の交流電源が喪失することで，余熱除去ポンプによる炉心注水ができなくなる。また，従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなることに伴い，余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し，燃料損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため，可搬型代替注水大型ポンプを用いて余熱

除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ海水を通水することで，余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.2.1 図に，対応手順の概要を第 7.4.2.2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.4.2.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，初動本部要員及び重大事故等対策要員（招集要員含む）で構成され，合計59名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名である。重大事故等対策要員は，運転対応要員1名，保修対応要員38名，アクセスルート確保要員6名及び放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.2.3図に示す。

ａ．全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。

ｂ．原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止措置

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックの閉止措置を実施する。

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。

空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。

ｄ．燃料取替用水タンクによる重力注水

炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は，優先して実施する。

燃料取替用水タンクの重力注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｅ．原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，電源回復後，原子炉格納容器隔離を行う。

ｆ．炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作

炉心水位を回復させるため，空冷式非常用発電機からの受電が完了し，原子炉格納容器からの退避完了及び原子炉格納容器エアロックの閉止を確認後，蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降，炉心

水位の低下を継続監視し，蓄圧タンク出口弁を開操作する。

また，常設低圧代替注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し，１次冷却系保有水量を維持するとともに，加圧器安全弁（3 個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。

炉心注水及び１次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｇ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また，中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化ファン及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，格納容器圧力である。

ｈ．格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転

長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット及びＢ余熱除去ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転を行う。

格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。また，燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61％以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から低圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器圧力等であり，低圧代替再循環運転に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。

ｉ．原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。

7.4.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，全交流動力電源喪失の発生に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く，かつ要求される設備容量の観点から，炉心崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお，非常用所内交流電源の復旧に伴い，電源供給機能が復旧することも考えられるが，復旧により中央制御室での操作が可能となることで現地操作にかかる作業，要員等の必要な作業項目と要員は少なくなることから，本重要事故シーケンスに対する有効性評価により，合わせて措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流，１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－Ｒ

ＥＬＡＰ５により，１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，外部電源喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については，最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa［gage］

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）26.9m^3／基

(b)　常設低圧代替注水ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 60 時間後を事象開始として，ｃ．(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，30m^3／h とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　蓄圧タンクによる炉心注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の検知，判断，蓄圧タンク出口弁開操作及び原子炉格納容器からの待避確認に要する時間を上回る時間として，1 基目は事象発生の 60 分後，2 基目は事象発生の 100 分後，3 基目は事象発生の 140 分後に開始するものとする。

(b)　常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の検知，判断及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水に要する時間を上回る時間，かつ 3 基目の蓄圧タンクの注入以降とし，事象開始から 141 分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.2.2 図に，１次冷却材圧力，加圧器水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.4.2.4 図から第 7.4.2.12 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い，崩壊熱除去機能が喪失することにより，１次冷却材温度が上昇し，約２分で１次冷却材が沸騰，蒸発することで１次冷却系保有水量は減少する。また，炉心で発生した蒸

気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し，加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが，加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後，炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加するため，加圧器への流入流量も増加することに伴い，加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生の 60 分後に 1 基目，100 分後に 2 基目，140 分後に 3 基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより，炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い１次冷却系保有水量が増加することで，加圧器への流入流量も増加することから，加圧器からの流出流量はその都度変動する。

事象発生の 141 分後に常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を開始することで，次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより，１次冷却系保有水量を確保することができる。

ｂ．評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.2.5 図に示すとおりであり，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また，炉心水位が燃料有効長頂部まで低下した場合においても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv／h を上回ることはなく，放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により，１次冷却材の密度が低下すると，冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と，１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸

収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は，ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果が大きくなることにより，一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し，事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果，事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－6.1％Δｋ／ｋであり未臨界であることを確認した。このとき，事象発生前の初期未臨界度は，取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また，事象進展中の反応度変化量は，ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから，ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって，取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.2.12 図に示すとおり，初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は第 7.4.2.9 図及び第 7.4.2.11 図に示すとおりであり，事象発生から約 200 分以降，１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており，原子炉は安定状態に維持できる。

その後は，燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後，Ｂ余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで燃料の健全性を維持できる。

なお，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては，炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から，燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮

蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり，運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

また，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては，燃料取出前のミッドループ運転時と比べて，蓄圧タンクによる炉心注水等の緩和機能に期待できることから，１次冷却系保有水が確保される状況にあり，炉心崩壊熱を考慮しても，全ての評価項目を満足できる。

7.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水により，１次冷却系保有水を確保することが特徴である。また，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は

低く評価する可能性がある。しかし，炉心水位を起点に開始する操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は低く評価する可能性がある。炉心水位を最大で 0.4m 低く評価する場合には，実際の炉心水位は高くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心水位を最大で 0.4m 高く評価する場合には，実際の炉心水位は低くなり，１次冷却系保有量の減少が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかしながら，第 7.4.2.8 図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約 0.7m の高さ位置であるため，解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材

の蒸発率が低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，炉心露出に対する事象進展は遅くなるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

蓄圧タンクによる炉心注水は，第 7.4.2.3 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水は，第 7.4.2.3 図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水については，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によ

って操作開始が早くなる場合には，１次冷却系保有水量の減少が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握確認

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.4.2.13 図に示すとおり，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果，事象発生の約 99 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって，蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまで約 39 分は確保できる。

また，常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.4.2.14 図に示すとおり，3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果，操作時間余裕として 40 分以上は確保できる。

(4)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいこと

を確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.4.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり59 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水については，事象発生の約64.4時間後までの注水継続が可能であり，この間に格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であるため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

ｂ．燃　　料

空冷式非常用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7日間の運転継続に約165.9klの軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約800klにて供給可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 6.1kl の軽油が必要となる。また，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及び必要補機への冷却水供給については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に約 32.3kl の軽油が必要となる。このため，7 日間の運転継続に必要な軽油は，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量を合計して，約 38.4kl となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄する軽油量約 125kl にて供給可能である。

さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

空冷式非常用発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量及びその他負荷容量として約 680kW 必要となるが，空冷式非常用発電機の給電容量約 4,380kW（約 5,475kVA）にて供給可能である。

7.4.2.5　結　　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に送電系統の故障等により，外部電源が喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，安全上重要な機器の交流電源が喪失することで，余熱除去ポンプによる炉心注水ができなくなる。また，従属的

に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなることに伴い，余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失する。このため，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，短期対策として蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水，長期対策として低圧代替再循環及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水により，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，放射線の遮蔽を維持でき，また，燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心へ注水されるため，未臨界を維持できる。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界が確保されており，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能であ

る。また，必要な水源，燃料及び電源については，全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

7.4.3　原子炉冷却材の流出

7.4.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」，「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から誤操作等による系外への漏えいが発生する。このため，１次冷却材が流出することで，余熱除去機能が喪失し，緩和措置がとられない場合には，１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し，燃料損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため，格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.3.1 図に，対応手順の概要を第 7.4.3.2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.4.3.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計 16 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長１名，運転操作指揮補佐を行う副発電長１名，運転操作対応を行う運転員５名である。重大事故等対策要員は，保修対応要員２名及び放射線管理要員３名，通報連絡等を行う初動本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.3.3 図に示す。なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16 名で対処可能である。

ａ．１次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

１次冷却材の流出により１次冷却系の水位が低下し，余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなれば，余熱除去ポンプを停止する。余熱除去系2系統の運転不能により，余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量である。

ｂ．余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去ポンプ回復操作を実施するとともに，１次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

ｃ．原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止措置

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックの閉止措置を実施する。

ｄ．原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。

ｅ．充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次冷却系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心へ注水し，１次冷却系保有水を維持するとともに，加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次冷却系保有水確保に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

ｆ．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し 39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また，中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，格納容器圧力である。

ｇ．代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として，燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。

余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 61％以上であることを確認し，格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替えることで炉心注水を継続する。

また，原子炉補機冷却水サージタンクの窒素加圧及びＡ，Ｂ格納容器

再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。準備完了後，格納容器内自然対流冷却を開始する。

以降，代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による炉心冷却及び原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，余熱除去ライン流量等である。

7.4.3.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，１次冷却材の流出流量の観点から代表性があり，１次冷却系保有水の確保の観点から，炉心崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流，１次冷却系における冷却材放出及びＥＣＣＳ強制注入が重要現象となる。このため，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第

7.4.3.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，余熱除去系から１次冷却材が流出するものとする。

ミッドループ運転中に１次冷却系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系等があるが，１次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系からの流出とする。

また，流出流量は浄化運転時の余熱除去ポンプ１台の最大流量として，370m^3／h とする。

さらに，余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず，流出が継続するものとし，流出口径は余熱除去系の最大口径である燃料取替用水タンク戻り配管の約 20cm（8 インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の１次冷却材が喪失した時点として，１次冷却系水位が１次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の全ての余熱除去系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合，ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 60 時間後を事象開始として，ｃ．(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に，流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み，30m^3／h とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象発生の検知及び判断並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に要する時間を上回る時間として，余熱除去機能喪失から 20 分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.3.2 図に，１次冷却材圧力，加圧器水位及び燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの変化を第 7.4.3.4 図から第 7.4.3.13 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，１次冷却材の流出に伴い，１次冷却系水位が低下し約 6 分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生の約 26 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し，開口部からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより，１次冷却系保有水量を確保することができる。

ｂ．評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.3.5 図に示すとおりであり，充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また，炉心水位が燃料有効長頂部まで低下した場合においても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv／h を上回ることはなく，放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により，１次冷却材の密度が低下すると，冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と，１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は，ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果が大きくなることにより，一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し，事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果，事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－6.1％Δｋ／ｋであり，未臨界であることを確認した。このとき，事象発生前の初期未臨界度は，取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また，事象進展中の反応度変化量は，ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから，ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって，取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.3.13 図に示すとおり，初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.3.10 図及び第 7.4.3.12 図に示すとおり，事象発生から約 30 分以降，１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており，原子炉は安定状態に維持できる。

その後は，１次冷却材流出系統の隔離を行った上で，燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後，格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで燃料の健全性を維持できる。

なお，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては，炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から，燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり，運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

また，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては，燃料取出前のミッドループ運転時と比べて，期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから，１次冷却系保有水が確保される状況にあり，炉心崩壊熱を考慮しても，全ての評価項目を満足できる。

7.4.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により，１次冷却系保有水を確保することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポ

ンプによる炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は低く評価する可能性があるが，炉心水位の低下により発生する余熱除去機能喪失は炉心における沸騰の開始よりも前に発生することから，１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析では，漏えい流量は実験データに対して二相臨界流領域では大きく評価する傾向を示していることから，実際の漏えい流量は小さくなり，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることで，炉心露出に対する事象進展が遅くなる。このため，１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の開始が遅くなる。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして，大気圧程度の低圧時における炉心水位を最大で 0.4m 高く又は低く評価する可能性がある。炉心水位を最大で 0.4m 低く評価する場合には，実際の炉心水位は高くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，炉心水位を最大で 0.4m 高く評価する場合には，

実際の炉心水位は低くなり，１次冷却系保有水量の減少が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかしながら，第 7.4.3.9 図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約 1.2m の高さ位置であるため，解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして，解析コードの臨界流モデルの試験解析では，漏えい流量は実験データに対して二相臨界流領域では大きく評価する傾向を示していることから，実際の漏えい流量は小さめとなり，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることで，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.3.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び１次冷却材の流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件で設定している１次冷却材の蒸発率が小さくなり，１次冷却系保有水量の減少が抑制される。このため，１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水

の開始が遅くなる。

１次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合，解析条件として設定している流出流量より少なくなるため，１次冷却系保有水量の減少が抑制される。このため，１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が小さくなり，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合，解析条件として設定している流出流量より少なくなるため，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は，第 7.4.3.3 図に示すとおり，中央制御室での操作であり，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影

響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については，炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材の蒸発率が小さくなることにより，１次冷却系保有水量の減少が抑制され，これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合には，操作開始の起点となる余熱除去機能喪失時点における崩壊熱が小さくなるため，１次冷却材の蒸発率が小さくなり，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

また，解析上の操作開始時間に対して実際に見込まれる操作開始時間は早くなる。このように操作開始が早くなる場合には，炉心へ注水するタイミングが早くなるため，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては，第7.4.3.14 図に示すとおり，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまでの時間を，充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水開始時点の１次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した。その結果，操作時間余裕として，炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまで約 39 分は確保できる。

(4)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等

操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.4.3.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり16 名である。したがって，「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については，燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え，以降は格納容器再循環サンプを水源とするため，燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

ｂ．燃　　料

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約 627.4kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約 800kl にて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

ディーゼル発電機より給電される重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.3.5　結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統からの誤操作等による系外への漏えいが発生する。このため，１次冷却材が流出することで，余熱除去機能が喪失し，１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，短期対策として充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水，長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長頂部まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，放射線の遮蔽を維持でき，また，燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心へ注水されるため，未臨界を維持できる。

その結果，燃料有効長頂部は冠水し，放射線の遮蔽は維持され，未臨界が確保されており，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

7.4.4　反応度の誤投入

7.4.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に化学体積制御系の故障，誤操作等により，１次冷却材中に純水が注水される。このため，１次冷却材中のほう素濃度が低下することから，緩和措置がとられない場合には，反応度が添加されることで，臨界に達し，燃料損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，純水注水を停止し，反応度の添加を停止するとともに，１次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保することで燃料損傷を防止する。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，純水注水を停止し，１次冷却材を濃縮するほう酸水注入を整備する。対策の概略系統図を第7.4.4.1図に，対応手順の概要を第7.4.4.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.4.4.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.4.4.2(1)　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員及び初動本部要員で構成され，合計12名である。その内

訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，運転操作指揮を行う発電長1名，運転操作指揮補佐を行う副発電長1名，運転操作対応を行う運転員3名である。重大事故等対策要員は，放射線管理要員3名，通報連絡等を行う初動本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.4.3図に示す。

ａ．反応度の誤投入の判断

１次冷却系の希釈事象が発生し，中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇，ほう酸混合器出口積算流量計の動作音及び可聴計数率計の可聴音間隔が短くなることにより，反応度の誤投入を判断する。

なお，停止時中性子束レベルの0.8デカード上となれば，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は，中性子源領域中性子束等である。

ｂ．原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止措置

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックの閉止措置を実施する。

ｃ．希釈停止操作

１次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉止により，ほう酸混合器出口積算流量計の動作停止を確認する。

ｄ．緊急ほう酸注入操作

ほう酸ポンプを起動及び，急速ほう酸補給弁を開とし，緊急ほう酸注入を行い，中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下

することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は，ほう酸タンク水位等である。

ｅ．未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示，可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。

また，ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は，中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，施設定期検査中，原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることを考慮し，臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で，「原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお，希釈操作中に外部電源が喪失した場合，電源喪失により，希釈信号はリセットされ希釈水弁が自動閉止するとともに，１次系補給水ポンプは一時的に停止する。その後，ディーゼル発電機の自動起動に伴い電源が復旧すると，１次系補給水ポンプが自動起動するが，希釈信号がリセットされていることから，希釈が再開されることはない。

さらに，運転手順書では，外部電源喪失時のブラックアウトシーケンス動作確認後に，希釈自動停止を確認することとしており，設備，手順の両面から電源が復旧した際のほう酸希釈の再開防止を図っている。

また，原子炉の運転停止中に講じる措置として，１次冷却材温度が93℃以下となり，燃料取替ほう素濃度までの濃縮完了後から原子炉起動直前までの間は原子炉補給水モードスイッチを希釈操作禁止として管理することとしており，この期間において希釈による反応度投入事象は発生しない。

本重要事故シーケンスでは，事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。このため，希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め，運転員が警報により異常な状態を検知し，臨界に至る前に希釈停止操作を実施するための時間余裕を評価する。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.4.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として，全挿入状態とする。

(b)　１次冷却系有効体積

１次冷却系の体積は，小さいほど希釈率が大きく，反応度添加率が増加するため，評価結果が厳しくなるような値として，１次冷却系の有効体積は加圧器体積，原子炉容器上部ドーム部，炉心内バイパス等

を除いた 255m^{3}とする。

(c)　初期ほう素濃度

原子炉の運転停止中の１次冷却系は，燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており，同タンクのほう素濃度として，保安規定にて定められた制限値である 2,500ppm とする。

(d)　臨界ほう素濃度

サイクル初期，低温状態，制御棒全挿入状態における，炉心の臨界ほう素濃度の評価値に，炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として，1,800ppm とする。

b．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，原子炉の運転停止中に，化学体積制御系の故障，誤操作等により，１次冷却材中に純水が注水されることを想定する。

１次冷却系への純水注水最大流量は，１次系補給水ポンプ２台運転時の全容量（82m^3／h）とする。

(b)　外部電源

外部電源はあるものとする。

１次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため，外部電源はある場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため，設定値に余裕を見込んだ値として，停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　希釈停止は，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から 10 分後に開始し，操作完了に 1 分を要するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.4.2 図に示す。

a．事象進展

原子炉の運転停止中に，化学体積制御系の故障，誤作動等により，1 次冷却材中に純水が注水される。このため，1 次冷却材中のほう素濃度が低下するが，事象発生の約 50 分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信から 10 分後の約 60 分後に 1 次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し，1 次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間，炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後，ほう酸水注入による濃縮操作により，事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し，未臨界を確保する。

b．評価項目等

第 7.4.4.4 図に示すとおり，希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報が発信されるまで約 50 分を要し，臨界に至るまでには更に約 11 分を要する。

したがって，運転員が異常状態を検知し，希釈停止操作を開始する時点においては臨界に至っておらず，希釈停止操作の実施により未臨界を維持できる。

なお，当該期間においては純水が注水され，炉心は満水が維持されており，燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに，原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから，放射線遮蔽を維持できる。

その後は，ほう酸水注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお，臨界ほう素濃度である 1,800ppm まで希釈された際に，初期ほう素濃度 2,500ppm まで濃縮するのに要する時間は約 2.2 時間である。

7.4.4.3　評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である希釈停止により，反応度添加を停止することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信を起点とする希釈停止とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.4.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる１次冷却系純水注水流量及び臨界ほう素濃度に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

１次冷却系への純水注水流量の変動を考慮し，最確条件の純水注水流量を用いた場合，評価条件で設定している純水注水流量より少なく

なるため，希釈率が小さくなり，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時間が遅くなることから，警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

臨界ほう素濃度の変動を考慮し，最確条件の臨界ほう素濃度を用いた場合，評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため，臨界に到るまでの時間が長くなり，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時間は遅くなることから，警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

１次冷却系への純水注水流量の変動を考慮し，最確条件の純水注水流量を用いた場合，評価条件で設定している純水注水流量より少なくなり，希釈率が小さくなることから，警報発信から臨界に至るまでの時間余裕が大きくなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。臨界ほう素濃度の変動を考慮し，最確条件の臨界ほう素濃度を用いた場合，評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため，臨界到達までの時間が長くなり，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまでの時間余裕が大きくなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

希釈停止は，第 7.4.4.3 図に示すとおり，中央制御室での操作であ

り，事象進展上同一の運転員等による重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

希釈停止については，評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異によって操作開始が早くなる場合には，事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，操作開始が遅くなる場合には，1次冷却系への純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなり，「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが，「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

希釈停止操作の操作時間余裕としては，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約 11 分かかるのに対し，警報による事象の検知及び判断に 10 分，その後の希釈停止操作に 1 分の計 11 分としているが，希釈停止操作は約 20 秒で完了できることから，臨界に達するまでの時間余裕は確保できる。

なお，評価では反応度誤投入の判断後，希釈停止を実施するとしているが，運転員は，原子炉補給水補給流量積算計の動作音や可聴計数率計の可聴音間隔変化により 1 次冷却材のほう素の希釈を早期に検知することができ，臨界に至るまでの希釈停止の操作時間余裕は十分ある。

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による希釈停止操作を行うことにより，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「7.4.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 12 名である。したがって，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している要員 67 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

本重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策時に必要な水源はない。

ｂ．燃　　料

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し，事象発生後 7 日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約 627.4kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄する軽油量約 800kl にて供給可能である。

また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄する燃料により 7 日間の運転継続が可能である。

以上より，「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり，発電所構内に備蓄する燃料にて供給可能である。

ｃ．電　　源

外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷容量は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷容量に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.4.5　結　　論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の起動時に，化学体積制御系の故障，誤操作等により，１次冷却材中に純水が注水される。このため，１次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで，炉心が臨界に達し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，純水注水を停止し，１次冷却材を濃縮するほう酸水注入を整備している。

重要事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス

「原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉が臨界になる前に運転員が警報により異常な状態を検知し，希釈停止操作実施に時間余裕があり，未臨界を維持できる。また，当該期間においては純水が注水され，炉心は満水が維持されており，燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに，原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから，放射線遮蔽を維持できる。その後は，１次冷却材を濃縮するほう酸水注入により長期にわたる未臨界の維持が可能である。

その結果，燃料有効長頂部は冠水し，放射線の遮蔽を維持でき，未臨界が確保されているため，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定停止状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも一定の操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンス「反応度の誤投入」において，希釈停止操作等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

7.5　必要な要員及び資源の評価

7.5.1　必要な要員及び資源の評価条件

(1)　要員の評価条件

a．重大事故等発生時に対応する要員については，２号炉において重大事故等が発生した場合に対応可能であるか評価を行う。

b．要員の評価においては，運転員，初動本部要員，重大事故等対策要員（招集要員含む)により,必要な作業対応が可能であることを評価する。なお，発電所構外から招集されるその他の要員については，実際の運用では，集まり次第作業対応は可能であるが，評価上は見込まないものとする。

c．屋外作業に係る要員の評価においては，屋外作業実施に必要な場所に応じたアクセスルート復旧作業時間に105分又は60分を考慮して評価を行う。なお，復旧作業時間は，訓練実績や文献等を参考として想定した時間である。

(2)　資源の評価条件

a．全　　般

(a)　各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策を7日間継続するために必要な水源，燃料及び電源に係る評価を行う。

(b)　各重要事故シーケンス等において，有効性評価で想定した事故条件等の解析条件を考慮する。

(c)　水源，燃料及び電源については，２号炉において重大事故等が発生した場合を想定して評価を行う。

b．水　　源

(a)　炉心への注水が必要なＬＯＣＡ事象等の事故シーケンスについては，水源となる燃料取替用水タンクの保有水量が必要水量を上回ること又は水源を格納容器再循環サンプに切り替えるまでの間，注水継続

が可能であることを評価する。燃料取替用水タンクの保有水量は，定常水位以下の有効水量である約1,860m^{3}とする。

(b)　蒸気発生器への注水が必要な全交流動力電源喪失等の事故シーケンスについては，水源となる復水タンクの保有水量が必要水量を上回ること又は海を水源とする可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給準備ができるまでの間，注水継続が可能であることを評価する。復水タンクの保有水量は，定常水位以下の有効水量である930m^{3}とする。

(c)　運転中の原子炉における重大事故が発生した場合の原子炉格納容器への注水については，海を水源とする可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給準備及び燃料取替用水タンクと復水タンクの接続ができるまでの間，燃料取替用水タンクからの注水が可能であることを評価する。燃料取替用水タンクの保有水量は，定常水位以下の有効水量である約1,860m^{3}とする。

(d)　使用済燃料ピットへの注水が必要な事故シーケンスについては，海を水源とする。

(e)　水源の評価については，事象進展が早い重要事故シーケンスが水源（必要水量）として，厳しい評価となることから，重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で，事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c．燃　　料

(a)　全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定している事故シーケンスについては，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄している軽油量により，空冷式非常用発電機3台を7日間運転継続できることを評価する。燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）4基分の備蓄量は約800klとする。

(b)　外部電源の喪失を想定している事故シーケンスについては，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄している軽油量により，ディーゼル発電機2台を7日間運転継続できることを評価する。また，外部電源があることを想定している事故シーケンスについても，保守的に外部電源が喪失するものとして評価を行う。燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）4基分の備蓄量は約800klとする。

(c)　全交流動力電源喪失等，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却が必要な事故シーケンスにおける燃料消費については，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）に備蓄している軽油量により7日間の運転継続が可能であることを評価する。燃料油貯蔵タンク（北側）及び燃料油貯蔵タンク（南側）のそれぞれ1基分の備蓄量は約125klとする。なお，可搬型代替注水中型ポンプは，1台で復水タンクへの補給と使用済燃料ピットへの注水を同時に行うことが可能であるため，復水タンクへの補給と使用済燃料ピットへの注水を同時に行う場合においては，可搬型代替注水中型ポンプ1台分の燃料消費量で評価する。

(d)　各事故シーケンスにおける対策に必要な機器類は，重要事故シーケンス等の対策機器類に包絡されるが，空冷式非常用発電機，ディーゼル発電機，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費については，保守的に事象発生と同時に運転を開始するとともに，定格負荷にて運転を行うことを考慮する。

(e)　緊急時対策所用発電機の燃料消費については，外部電源の有無に係らず，すべての事故シーケンス等において考慮する。なお，7日間の運転継続に必要な燃料は専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄することを考慮する。

ｄ．電　　源

(a)　全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいて，有効性評価上考慮する機器類に電源供給を行い，その最大負荷が空冷式非常用発電機の給電容量約4,380kW（約5,475kVA）未満となることを評価する。

(b)　外部電源の喪失を想定している事故シーケンスにおいては，ディーゼル発電機からの給電を考慮する。また，外部電源があることを想定している事故シーケンスにおいても保守的に外部電源が喪失するものとして評価を行う。

(c)　各事故シーケンスにおける対策に必要な機器類は，重要事故シーケンス等の対策機器類に包絡されるため，重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で，事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1)　必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策時に必要な作業の項目，要員数，移動時間を含めた各作業にかかる所要時間について評価を実施した。

必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり，全交流動力電源喪失の重畳を考慮していることから，使用済燃料ピットへの注水対応を併せて実施しても，必要な要員数は最大で64名である。このため，初期消火活動要員を除く発電所災害対策本部初動要員に招集要員を加えた

67名で対処可能である。なお，時間外，休日（夜間）においても，この要員数を確保する。

7.5.3　重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，外部からの支援を考慮しない場合でも，重大事故等対策を7日間継続して実施するために必要な水源，燃料及び電源について評価を実施した。

(1)　水源の評価結果

ａ．炉心注水

炉心注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

燃料取替用水タンクを水源とする常設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については，燃料取替用水タンクの有効水量である，定常水位以下の水量約1,860m^{3}が使用可能であり，事象発生の約64.2時間後までの注水継続が可能である。以降は，格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転の継続により,7日間の炉心注水の継続が可能である。

ｂ．蒸気発生器注水

蒸気発生器注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については，復水タンクの有効水量である，定常水位以下の水量約930m^{3}が使用可能であり，事象発生から復水タンク枯渇までの約13.5時間の注水継続が可能であり，この間に可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給を行うことにより,7日間の注水継続が可能で

ある。

ｃ．原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては，事象発生約48分後から24時間までの合計約23.2時間の代替格納容器スプレイ運転を想定して，約3,016m^3の水量が必要となる。

これに対し，水源として，燃料取替用水タンクの有効水量である，定常水位以下の水量約1,860m^3の使用が可能である。また，燃料取替用水タンク枯渇までに復水タンクとの連絡操作を行うとともに，可搬型代替注水中型ポンプ等により復水タンク経由で燃料取替用水タンクに補給することで代替格納容器スプレイを継続することが可能である。

その後，事象発生の約24時間後までに，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより，燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要となる。

(2) 燃料の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.5 原子炉停止機能喪失」，「7.3.1 想定事故１」及び「7.3.2 想定事故２」である。

ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合，約 627.4kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）に備蓄している軽油量約 800kl にて供給可能である。また，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給又は使用済燃料ピットへの注水は事象発生直後からの運転を想定

して，7 日間の運転継続に約 6.1kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄している軽油量約 125kl にて供給可能である。また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄している軽油量により 7 日間の運転継続が可能である。

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.1.2 全交流動力電源喪失」，「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」，「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）である。

空冷式非常用発電機による電源供給については，事象発生直後から運転を想定して，7 日間の運転継続に約 165.9kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）容量約 800kl にて供給可能である。また，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水，可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却については，事象発生直後からの運転を想定して，7 日間の運転継続に合計約 38.4kl の軽油が必要となるが，燃料油貯蔵タンク（北側）又は燃料油貯蔵タンク（南側）にそれぞれ備蓄している軽油量約 125kl にて供給可能である。また，緊急時対策所用発電機による電源供給については，専用の緊急時対策所用発電機燃料タンクに備蓄している軽油量により 7 日間の運転継続が可能である。

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.1.1 ２次冷却系からの除熱機能喪

失」，「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」，「7.1.5 原子炉停止機能喪失」，「7.1.6 ＥＣＣＳ注水機能喪失」，「7.1.7 ＥＣＣＳ再循環機能喪失」，「7.1.8 格納容器バイパス」，「7.2.4 水素燃焼」，「7.3.1 想定事故１」，「7.3.2 想定事故２」，「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」，「7.4.3 原子炉冷却材の流出」及び「7.4.4 反応度の誤投入」である。

ディーゼル発電機の電源負荷について，工学的安全施設作動信号発信時に自動起動される負荷は，重大事故等対策時に必要な負荷を上回っていることから，ディーゼル発電機の給電容量約 6,900kW にて供給可能である。

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

空冷式非常用発電機の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 1,090kW が必要となるが，空冷式非常用発電装置の給電容量である約 4,380kW（約 5,475kVA）未満となることから，必要な負荷に対しての電源供給が可能である。

第 7.1.1.1 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水系機能喪失の判断	・電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し，全蒸気発生器水位が狭域水位以下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。	－	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
補助給水系機能喪失時の対応	・補助給水系機能喪失時の対応として，電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの機能回復操作，電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水並びに可搬型代替注水中型ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】	－	－
１次冷却系のフィードアンドブリード開始	・主蒸気逃がし弁の自動動作により，全ての蒸気発生器水位が低下し水位計（広域）指示が10%未満となれば，非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ，充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプの起動を確認後，全ての加圧器逃がし弁を開操作し，１次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。 ・１次冷却系のフィードアンドブリード中は，１次冷却材圧力，温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。	主蒸気逃がし弁 燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 蒸気発生器水位（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.1 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
高圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61％以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプにより炉心へ注水する高圧再循環運転への切替えを行い，フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
蒸気発生器水位回復の判断	・いずれかの蒸気発生器への注水が確保され，かつ蒸気発生器水位計（狭域）指示が0％以上となれば，蒸気発生器の水位が回復したと判断し，蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を開始する。 ・蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は，１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心の冷却を継続する。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
余熱除去系による炉心冷却	・１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 ・余熱除去系による炉心冷却を開始後，１次冷却材圧力が安定していることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 蓄圧タンク出口弁	－	余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 加圧器水位
１次冷却系のフィードアンドブリード停止	・余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉止し１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。 ・長期対策として，炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	１次冷却材圧力 余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.2 表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度（１次冷却系保有エネルギ）が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水流量の喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	補助給水系機能喪失	補助給水系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，１次冷却材ポンプの運転が継続され，蒸気発生器１次側と２次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり，炉心崩壊熱が大きい状態で１次冷却系のフィードアンドブリードを開始することから，炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.1.2 表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	蒸気発生器水位異常低 （狭域水位11％） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最小注入特性 （2台） （高圧注入特性： 0～約130m^3／h， 0～約17.7MPa［gage］）	炉心冷却性が厳しくなる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として，炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	高圧注入ポンプ	最小注入特性 （2台） （0～約160m^3／h， 0～約9.5MPa［gage］）	炉心冷却性が厳しくなる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として，炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	加圧器逃がし弁	95t／h／個 （3個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	フィードアンドブリード開始	蒸気発生器広域水位 0％到達から５分後	蒸気発生器がドライアウトに至る水位として設定した蒸気発生器広域水位0％からフィードアンドブリード開始までの運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，非常用炉心冷却設備作動信号手動発信，充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプの起動確認，加圧器逃がし弁手動開操作に余裕を考慮して設定。 なお，運転手順書における操作開始条件として設定されている蒸気発生器広域水位10％の根拠は，広域水位計は全て停止中に使用するため低温で校正されており，出力運転状態でドライアウトに至ったときの指示に計器誤差を見込んだものとしている。

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（1／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認	・外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断するとともに，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・主蒸気ライン隔離を行い，主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により，２次冷却材喪失，蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお，蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合，２次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 １次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域）
タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水流量が確立することを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。 ・空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁等の閉止	・充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。 ・隔離弁等の電源が回復していない場合は，現場にて閉止する。	－	－	－
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却	・事象発生後30分以内に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで，１次冷却材圧力計指示1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）を目標に減温，減圧を行う。また，目標値となれば圧力，温度を維持する。その後の蒸気発生器への注水量確保として，可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの供給を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
不要直流電源負荷切離し	・空冷式非常用発電機からの受電ができない場合，24時間の直流電源供給を可能とするため，全交流動力電源喪失発生後2時間以内に中央制御室及び隣接した電気室等において，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の不要直流負荷の切離しを実施する。	蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池） 蓄電池（重大事故等対処用）	－	－
蓄圧タンク出口弁閉止	・空冷式非常用発電機等により電源が供給されれば，１次冷却材圧力計指示が1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）であることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開	・蓄圧タンク出口弁を閉止確認後，１次冷却材圧力計指示0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に，タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し，目標値となれば圧力，温度を維持する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水	・常設低圧代替注水ポンプの準備が完了し，１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・常設低圧代替注水ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］以上であっても，ポンプ吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。 ・常設低圧代替注水ポンプによる注水流量は，早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。	空冷式非常用発電機 常設低圧代替注水ポンプ 燃料取替用水タンク 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	１次冷却材圧力 加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 原子炉容器水位 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（4／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用） 可搬型燃料給油ポンプ	－
格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転	・ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生している場合，長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。 ・格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61％以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却） 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク※1	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ 可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ） 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）

※１：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は（南側）を使用する。空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（5／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続	・長期対策として，外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い，蒸気発生器２次側による炉心冷却を継続的に行う。	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位 補助給水流量
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５／ＣＯＣＯ	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流，原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した最小値として設定。

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合））（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において約109m^3／h／台（480gpm／台）相当となる口径約1.4cm（約0.6インチ）／台 （事象発生時からの漏えいを仮定）	米国ＮＲＣにて，保守的な漏えい率とされ，評価で使用されている値を使用。国内のＲＣＰとＮＲＣで評価された米国製ＲＣＰとで，漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製ＲＣＰのシールからの漏えい率が米国評価の使用値より更に小さいことを確認していることより，保守的な設定。

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合））（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	タービン動補助 給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m^3／h／4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から，ミニフロー流量を除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において，設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	常設低圧代替 注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m^3／h	想定する流出流量に対して，１次冷却材圧力0.7MPa［gage］到達時点で炉心注水を開始することにより，炉心損傷防止が可能な流量として設定。

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合））（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	２次冷却系 強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	事象発生から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，事象発生の検知及び判断に10分，主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	１次冷却材 圧力，温度の保持	１次冷却材温度 208℃ （約 1.7MPa［gage］到達時） 及び１次冷却材温度 170℃ （約 0.7MPa［gage］到達時）	208℃については，蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために，蓄圧タンクから１次冷却系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa［gage］に対して，0.5MPaの余裕を考慮して設定。また，170℃については，余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク 出口弁閉止	１次冷却材圧力 約 1.7MPa［gage］到達 及び代替交流電源確立 （60 分）から 10 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(3)に従い，蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。
	２次冷却系 強制冷却再開 （主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止 から 10 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	常設低圧代替 注水ポンプ起動	１次冷却材圧力 0.7MPa［gage］到達時	運転員等による代替炉心注水操作の実施に当たっての余裕を考慮し，安定状態到達後に１次冷却系の圧力及び温度の維持を行う圧力である0.7MPa［gage］到達後に注水を実施するものとして設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として，蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合））（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台 相当となる口径約0.2cm （約0.07インチ）／台 （事象発生時からの漏えいを仮定）	ＲＣＰシール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した値に基づき設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合））（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	タービン動補助 給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m^3／h／4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から，ミニフロー流量を除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において，設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	漏えい停止圧力	0.83MPa［gage］	ＲＣＰ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合））（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	２次冷却系 強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，事象発生の検知及び判断に10分，主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生後24時間	－
	１次冷却材 圧力，温度の保持	１次冷却材温度208℃ （約1.7MPa［gage］）到達時 及び１次冷却材温度170℃ （約0.7MPa［gage］）到達時	208℃については，蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために，蓄圧タンクから１次冷却系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa［gage］に対して，0.5MPaの余裕を考慮して設定。また，170℃については，余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク 出口弁閉止	１次冷却材圧力 約1.7MPa［gage］到達 及び代替交流電源確立 （24時間）から10分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(3)に従い，蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	２次冷却系 強制冷却再開 （主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁 閉止から10分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として，蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第7.1.3.1表　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認	・原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し，原子炉の手動停止を行うとともに，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水流量が確立することを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	・原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失時の対応	・原子炉補機冷却機能喪失時の対応として，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。	－	－	－
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・原子炉補機冷却機能喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が100m^3／h以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁等の閉止	・充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，１次冷却材ポンプ封水戻りライン隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。	－	－	－
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却	・事象発生後30分以内に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで，１次冷却材圧力計指示1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）を目標に減温，減圧を行う。また，目標値となれば圧力，温度を維持する。その後の蒸気発生器への注水量確保として，可搬型代替注水中型ポンプ等による復水タンクへの供給を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用）	－
蓄圧タンク出口弁閉止	・１次冷却材圧力計指示が1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）であることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却の再開	・蓄圧タンク出口弁閉止確認後，１次冷却材圧力計指示0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し，目標値となれば圧力，温度を維持する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.3.1表　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水	・常設低圧代替注水ポンプの準備が完了し，１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・常設低圧代替注水ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が0.7MPa［gage］以上であっても，ポンプ吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。 ・常設低圧代替注水ポンプによる注水流量は，早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。	常設低圧代替注水ポンプ 燃料取替用水タンク	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 原子炉容器水位 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量
格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転	・長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプによるＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット，Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。 ・格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61％以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却） 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.4.1表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
１次冷却材漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
低圧及び高圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧及び高圧再循環運転への切替えを行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	１次冷却材圧力 ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器スプレイ系機能喪失の判断	・格納容器圧力計指示が195kPa［gage］以上かつ原子炉格納容器スプレイ系不動作の場合に原子炉格納容器スプレイ系機能喪失と判断する。	－	－	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）
原子炉格納容器スプレイ系機能喪失時の対応	・原子炉格納容器スプレイ機能喪失時の対応として，格納容器内自然対流冷却の準備（原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む。），原子炉格納容器スプレイ系の回復操作及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を行う。 ・格納容器圧力計指示が392kPa［gage］以上となれば，余熱除去ポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替格納容器スプレイを行う。	【格納容器スプレイポンプ】 【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】 【余熱除去ポンプ】 【代替再循環配管】 【燃料取替用水タンク】	－	原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＳＡ） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ） 主蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却	・Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば，通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。	原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却海水ポンプ Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＳＡ） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）
再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として，高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びにＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 燃料取替用水タンク 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却海水ポンプ Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＳＡ） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した最小値として設定。
事故条件	起因事象	中破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：約10cm（4インチ）	破断位置の差異は小さいものの，蒸気発生器２次側保有水の有する熱量が，原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて，低温側配管の破断を設定。破断口径は，原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約10cm（4インチ）を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入 機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，非常用炉心冷却設備の作動が早くなり，再循環切替の時期が早くなるため，より崩壊熱の高い時期に高温の格納容器再循環サンプ水を炉心注水することになり，原子炉格納容器に放出されるエネルギが大きくなる。このため，原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点から厳しい設定。

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 （12.04MPa［gage］） （応答時間 0 秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加するため，応答時間は0秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性： 0～約 180m^3／h， 0～約 19.4MPa［gage］）	原子炉格納容器圧力を厳しくするように，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し，原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加するため，原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （0～約 190m^3／h， 0～約 11.5MPa［gage］）	
	余熱除去ポンプ	最大注入特性（2 台） （低圧注入特性： 0～約 2,500m^3／h， 0～約 1.5MPa［gage］）	
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。 蓄圧タンクの保持圧力が低いと，炉心への注水のタイミングが遅くなり，原子炉格納容器内に放出されるエネルギ量が減少する方向となるが，その影響は軽微であることから，最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。 蓄圧タンクの保有水量が少ないと，原子炉格納容器内に放出されるエネルギが減少する方向となるが，その影響は軽微であることから，最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低（16%）到達	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。
	格納容器 再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	格納容器 再循環ユニット による格納容器内 自然対流冷却開始	原子炉格納容器 最高使用圧力到達 から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して，格納容器内自然対流冷却の開始操作に，原子炉格納容器の最高使用圧力到達から30分を想定して設定。

第7.1.5.1表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉自動トリップ不能の判断	・事故の発生に伴い，原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも係わらず，原子炉トリップしゃ断器表示灯「入」点灯，制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は，手動による原子炉及びタービントリップ，並びに制御棒駆動装置電源開放操作による制御棒落下操作を実施する。	【原子炉トリップスイッチ】	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）の作動及び作動状況確認	・多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動によりタービントリップ，主蒸気ライン隔離，全ての補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。 ・タービントリップ及び主蒸気ライン隔離による１次冷却材温度の上昇に伴い，負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに，上昇した１次冷却材圧力が，補助給水ポンプ自動起動及び加圧器逃がし弁，主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備） 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離	・緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し，１次冷却材のほう素濃度を上昇させる。 ・原子炉補給水流量制御弁「閉」の確認及び１次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 急速ほう酸補給弁	－	ほう酸タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.5.1表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉未臨界状態の確認	・「出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し，原子炉が未臨界状態であることを確認する。 ・１次冷却系ほう素濃度のサンプリングにより，燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに，１次冷却材圧力，温度，加圧器水位が安定状態であることを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力
１次冷却系の減温，減圧	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し，主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により，１次冷却系の減温，減圧を実施する。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁	－	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
余熱除去系による炉心冷却	・長期対策として，１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 加圧器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＰＡＲＫＬＥ－２	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果，ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100％（3,411MWt）	定格値を設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41MPa［gage］	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	307.1℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm／℃	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は，評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう，炉心サイクル寿命中の変化，取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し，サイクル初期の値を基に保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。 なお，本設定は平衡炉心より正側の値である。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は，時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の ドップラ特性	ドップラ特性は装荷炉心毎に大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいため，ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は，時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して， 設定した減速材温度係数， ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン，出力分布による影響は小さいため，ウラン燃料平衡炉心に対して，事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。

第 7.1.5.2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水流量の喪失を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，１次冷却材ポンプが作動していることから１次冷却材流量が低下せず，１次冷却材温度上昇が小さくなり，減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため，圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位 7%）（応答時間 2.0 秒）	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は，評価結果を厳しくするように，設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動設定点到達から 17 秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は，信号遅れ，タイマ設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れ，タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.3 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＰＡＲＫＬＥ－２	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果，ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100％（3,411MWt）	定格値を設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41MPa［gage］	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	307.1℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm／℃	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は，評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう，炉心サイクル寿命中の変化，取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し，サイクル初期の値を基に保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。 なお，本設定は平衡炉心より正側の値である。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は，時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の ドップラ特性	ドップラ特性は装荷炉心毎に大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいため，ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は，時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して， 設定した減速材温度係数， ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン，出力分布による影響は小さいため，ウラン燃料平衡炉心に対して，事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。

第 7.1.5.3 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように，蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，１次冷却材ポンプが動作していることから１次冷却材流量が低下せず，１次冷却材温度上昇が小さくなり，減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため，圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位 7%）（応答時間 2.0 秒）	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は，評価結果を厳しくするように，設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動盤（ＡＴＷＳ緩和設備）作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れ，タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.4 表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力の 最高値
基本ケース	－13pcm／℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa［gage］
感度解析ケース	－13pcm／℃	最確値＋20％	考慮する※	約 19.0MPa［gage］

※：初期定常誤差として，炉心熱出力：定格値＋2%，１次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃，１次冷却材圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。

第 7.1.5.5 表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力の 最高値
基本ケース	－13pcm／℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa［gage］
感度解析ケース	－13pcm／℃	最確値＋20％	考慮する※	約 19.2MPa［gage］

※：初期定常誤差として，炉心熱出力：定格値＋2%，１次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃，１次冷却材圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。

第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
１次冷却材漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）
高圧注入系機能喪失の判断	・充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプのトリップ等による運転不能，又はほう酸注入ライン流量及び高圧注入ポンプ出口流量が確認できない場合は，高圧注入系機能喪失と判断する。 ・非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に，全ての高圧注入系が動作しない場合は，２次冷却系強制冷却を行う。	－	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 燃料取替用水タンク水位
高圧注入系機能喪失時の対応	・高圧注入系機能喪失時の対応として，高圧注入系の回復操作，充てん系による注水操作，電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の運転準備を行う。	【充てん／高圧注入ポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【充てんポンプ】 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	【可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ】 【可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置】 【窒素ボンベ（可搬型格納容器水素濃度監視用）】	【可搬型格納容器水素濃度計測装置】

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
電気式水素燃焼装置動作状況確認	・電気式水素燃焼装置の運転状態を，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	－	－
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却	・１次冷却系からの漏えい量低減，蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して，中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し，蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温，減圧を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 原子炉容器水位 燃料取替用水タンク水位 余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
蓄圧タンク出口弁閉止	・蓄圧注入開始後，１次冷却材圧力計指示が0.6MPa［gage］となれば蓄圧タンクから１次冷却系への窒素混入防止のため，蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを行う。 ・長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去ライン流量 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.6.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ注水機能喪失）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度（１次冷却系保有エネルギ）が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなるとともに，蓄圧注入のタイミングが遅くなり，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	起因事象	中破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：約15cm（6インチ） 約10cm（4インチ） 約 5cm（2インチ）	中破断ＬＯＣＡが発生するものとして設定。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし，原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は，高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための１次冷却系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	高圧注入機能喪失	高圧注入系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第7.1.6.2表　主要解析条件（ＥＣＣＳ注水機能喪失）（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 （12.04MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	余熱除去ポンプ	最小注入特性（2台） （低圧注入特性：0～約980m^3／h， 0～約1.0MPa［gage］）	炉心冷却性を厳しくする観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として，炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値 到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10％／個 （定格運転時）	定格運転時において，設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10％を処理できる流量として設定。

第 7.1.6.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ注水機能喪失）（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	２次冷却系 強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	非常用炉心冷却設備作動信号発信から10分後に開始し1分で完了	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び(2)に従い，事象発生の検知及び判断に10分，主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に1分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として，蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第7.1.7.1表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
格納容器スプレイ作動状況の確認	・「ＣＶスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し，格納容器スプレイが作動していることを確認する。	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水タンク	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度
１次冷却材漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.7.1表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧及び高圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61%以上であることを確認し，再循環自動切替信号を手動発信することにより，格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ，高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する低圧及び高圧再循環運転への切替えを行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
低圧及び高圧再循環運転への切替失敗の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能，余熱除去ライン流量が上昇しない又は弁の動作不能により，再循環運転への切替失敗と判断する。	－	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
低圧及び高圧再循環運転への切替失敗時の対応	・低圧及び高圧再循環運転への切替失敗時の対応として，再循環機能回復操作，代替再循環運転の準備，及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.7.1表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
代替再循環運転による炉心冷却	・代替再循環運転の準備が完了すれば，格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。代替再循環運転は，Ａ又はＢいずれかの格納容器スプレイポンプで実施する。 ・長期対策として，代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 格納容器スプレイポンプ 余熱除去冷却器 代替再循環配管	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
原子炉格納容器の健全性維持	・長期対策として，格納容器スプレイポンプ（代替再循環運転を実施していない格納容器スプレイポンプ）による格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。	格納容器再循環サンプ 格納容器スプレイポンプ 格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプスクリーン	－	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなり，１次冷却材の蒸発量が大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，燃料被覆管温度が高くなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，ＥＣＣＳ注水流量が少なくなるとともに，蓄圧注入のタイミングも遅くなることから，炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと，ＥＣＣＳ注水流量が少なくなるとともに，蓄圧注入のタイミングも遅くなることから，炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した最小値として設定。

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：完全両端破断	破断位置は，炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低温側配管とし，原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は，１次冷却材配管（約0.70m（27.5インチ））の完全両端破断として設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能（低圧再循環機能）が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，非常用炉心冷却設備の作動が早くなり，再循環切替失敗の時期が早くなる。このため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。
	再循環切替	燃料取替用水タンク水位低（16%）到達時にＥＣＣＳ再循環に失敗	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 （12.04MPa［gage］） （応答時間 0 秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから，応答時間は 0 秒と設定。
	原子炉格納容器スプレイ作動信号	原子炉格納容器圧力異常高 （0.205MPa［gage］） （応答時間 0 秒）	原子炉格納容器スプレイ作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる原子炉格納容器スプレイ作動限界値を設定。 原子炉格納容器スプレイ設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから，応答時間は 0 秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性：0～約 180m^3／h， 0～約 19.4MPa［gage］）	再循環切替時間が早くなるように，最大注入特性を設定。 炉心への注水量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （0～約 190m^3／h， 0～約 11.5MPa［gage］）	
	余熱除去ポンプ	最大注入特性（2 台） （低圧注入特性：0～約 2,500m^3／h， 0～約 1.5MPa［gage］）	

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器スプレイポンプ	最大流量 （注入時：2 台） （再循環時：1 台）	再循環切替時間が早くなるように，設計値に余裕を考慮した最大流量として設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため，再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり，炉心水位の低下が早く，代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達 から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に 4 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環 注水流量	200m^3／h	再循環切替時間約16分時点での崩壊熱に相当する蒸発量（約126m^3／h）を上回る流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替再循環開始	再循環切替失敗から30分後 （この間は注水がないと仮定）	運転員等操作時間として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での電源投入，中央制御室での操作等に余裕を考慮して設定。

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
余熱除去系からの漏えいの判断	・余熱除去系からの漏えいの兆候があり，加圧器圧力及び水位の低下，排気筒ガスモニタの指示の上昇，蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度
余熱除去系隔離	・中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに，燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために，燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離操作を行う。 ・１次冷却系保有水量低下を抑制するために，１次冷却系の減圧操作を開始する前に，１次冷却系と余熱除去系の隔離操作を行う。なお，隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。	－	－	燃料取替用水タンク水位 余熱除去ライン流量
余熱除去系の隔離失敗の判断	・１次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系の隔離失敗と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
燃料取替用水タンクの補給操作	・余熱除去系の隔離失敗時の対応として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却	・中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し，蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温，減圧を行う。 ・蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧	・安全注入停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため，加圧器逃がし弁を手動開することで１次冷却系の減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は，１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
高圧注入から充てん注入への切替え	・安全注入停止条件を満足していることを確認し，高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位
蓄圧タンク出口弁閉止	・蓄圧注入開始後，１次冷却材圧力計指示が0.6MPa［gage］となれば，蓄圧タンクから１次冷却系への窒素混入防止のため，蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認	・漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することにより隔離を行い，余熱除去系からの漏えい停止を確認する。	余熱除去ポンプ入口弁	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度
蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器２次側を使用した除熱を継続して行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い，原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「ＥＣＣＳ作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し，安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蒸気発生器細管漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下，蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示の上昇，蒸気発生器水位の上昇及び主蒸気ライン圧力の上昇にて蒸気発生器細管漏えい発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定する。	－	－	主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 加圧器水位 １次冷却材圧力
補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位
破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離操作として，破損側蒸気発生器への補助給水停止，主蒸気隔離弁の閉止及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。	主蒸気隔離弁	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の
重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	・破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に，破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力（7.53MPa［gage］）より低下し，減圧が継続すれば，破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域）
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	・破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応として，健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用） 【燃料取替用水タンク】	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 燃料取替用水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系の減圧	・安全注入停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため，加圧器逃がし弁を手動開することで１次冷却系の減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は，１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
蓄圧タンク出口弁閉止	・蓄圧注入による破損側蒸気発生器２次側への漏えい量を抑制するため，１次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の
重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
高圧注入から充てん注入への切替え	・安全注入停止条件を満足していることを確認し，高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系による炉心冷却	・１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば，１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 加圧器水位 １次冷却材圧力
１次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	・１次冷却系の減圧操作により１次冷却系と破損側蒸気発生器圧力を均圧させ，破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。 ・長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量
１次冷却系のフィードアンドブリード	・余熱除去系の接続に失敗した場合には，全ての加圧器逃がし弁を開操作し，充てん注入による１次冷却系のフィードアンドブリードを実施する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク 加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の
重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
代替再循環運転への切替え	・長期対策として，余熱除去系の接続に失敗した場合，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が再循環運転可能水位（61%以上）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位66%以上となれば，代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替後は，格納容器再循環サンプから格納容器スプレイポンプを経て格納容器スプレイ系及び余熱除去系に整備しているタイラインから余熱除去冷却器に通水し，冷却した水を炉心へ注水することで，継続的な炉心冷却を行う。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 格納容器スプレイポンプ 余熱除去冷却器 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなり，非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなり，非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））（2／4）

<table>
<tr><th colspan="2">項目</th><th colspan="2">主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr>
<tr><td rowspan="6">事故条件</td><td rowspan="4">起因事象</td><td colspan="2">余熱除去系入口隔離弁の
誤開又は破損</td><td>余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系の圧力上昇により，余熱除去系からの漏えいが発生するものとして設定。</td></tr>
<tr><td>破断箇所</td><td>破断口径</td><td rowspan="4">余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁については，実機における口径を基に設定。
余熱除去系機器等については，実機での破断面積に係る評価結果を上回る値として，ＮＵＰＥＣ報告書の値を基に設定。
また，余熱除去系機器等の破断面積の評価においては，余熱除去系の圧力挙動の評価結果を踏まえ，配管破断は生じることはなく，余熱除去系の低圧側に静的に１次冷却系の圧力，温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器外の
余熱除去冷却器
出口逃がし弁</td><td>約4.3cm
(約1.7インチ)</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の
余熱除去ポンプ
入口逃がし弁</td><td>約14cm
(約5.7インチ)</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器外の
余熱除去系機器等</td><td>約4.1cm
(約1.6インチ)</td></tr>
<tr><td>安全機能の喪失
に対する仮定</td><td colspan="2">余熱除去機能喪失</td><td>余熱除去機能が喪失するものとして設定。</td></tr>
<tr><td>外部電源</td><td colspan="2">外部電源なし</td><td>外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。</td></tr>
</table>

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 （12.04MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2台） （高圧注入特性：0～約180m^3／h， 0～約19.4MPa［gage］）	漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	高圧注入ポンプ	最大注入特性（2台） （0～約190m^3／h， 0～約11.5MPa［gage］）	漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動 限界値到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において，設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	余熱除去系逃がし弁 吹止まり圧力	余熱除去冷却器出口逃がし弁及び 余熱除去ポンプ入口逃がし弁の設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	２次冷却系 強制冷却開始	非常用炉心冷却設備 作動信号発信から25分後	運転員等操作時間として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，事象判断に10分，非常用炉心冷却設備作動信号のリセット操作，余熱除去ポンプ停止操作，余熱除去系の中央制御室からの隔離操作等に14分，主蒸気逃がし弁開操作に1分を想定し，必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として，蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の 開閉操作	加圧器逃がし弁の 開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として，加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備 の高圧注入から 充てん注入への切替え	非常用炉心冷却設備停止条件成立 又は 原子炉トリップ後1時間経過から4分後	運転員等操作時間として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，蓄圧タンク隔離に2分，高圧注入から充てん注入への切替操作に2分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として，加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

第 7.1.8.4 表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなり，非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温，減圧が遅くなり，非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い，比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	起因事象	1基の蒸気発生器の 伝熱管1本の両端破断	1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	主蒸気安全弁1個の開固着	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として，原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で，破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合，常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第7.1.8.4表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間2.0秒） あるいは 過大温度ΔＴ高 （１次冷却材温度等の関数） （応答時間6.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 （12.04MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2台） （高圧注入特性：0～約180m^3／h， 0～約19.4MPa［gage］）	漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	高圧注入ポンプ	最大注入特性（2台） （0～約190m^3／h， 0～約11.5MPa［gage］）	漏えい量を増加させる観点から，設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		400m^3／h／4SG	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において，設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。

第7.1.8.4表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁閉止	原子炉トリップ後10分で開始し，約2分で完了	運転員等操作時間として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び（5）に従い，事象発生の検知及び判断に10分，①，②及び③の操作に約2分を想定し，必要な時間を積み上げて設定。
	健全側主蒸気逃がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(2)に従い，破損ＳＧ隔離操作完了後，主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に1分を想定し，必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として，蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として，加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備の高圧注入から充てん注入への切替え	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い，高圧注入から充てん注入への切替操作に2分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として，加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。
	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば，余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。 ・空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用） 可搬型燃料給油ポンプ	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 100m^3／h 以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。 ・全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を 2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁 【蓄電池（重大事故等対処用）】	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 １次冷却材圧力
低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号の発信と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h 以上により，炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。 ・電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	・原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。 ・常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 71%以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が 392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	燃料取替用水タンク 常設低圧代替注水ポンプ 復水タンク 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク※1	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ 可搬型燃料給油ポンプ	可搬型格納容器水素濃度計測装置
格納容器内自然対流冷却	・Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

※１：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は（南側）を使用する。空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと，崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	最小値 （設計値に余裕を考慮した値）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	炉心からの蒸気が早期に原子炉格納容器内へ放出されるため事象進展が早く，炉心溶融，原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から，高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は，１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能，高圧注入機能及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	タービン動補助 給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m^3／h／ 4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から，ミニフロー流量を除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設低圧代替注水ポンプ によるスプレイ流量	130m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環 ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置 及び電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。

第7.2.1.2.1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。 ・空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用） 可搬型燃料給油ポンプ	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 100m^3／h 以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。 ・全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を 2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁 【蓄電池（重大事故等対処用）】	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 １次冷却材圧力
低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号の発信と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により，炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。 ・電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	・原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。 ・常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 71%以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が 392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	燃料取替用水タンク 常設低圧代替注水ポンプ 復水タンク 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク※1	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ 可搬型燃料給油ポンプ	可搬型格納容器水素濃度計測装置
格納容器内自然対流冷却	・Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

※１：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は（南側）を使用する。空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと，崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	最小値 （設計値に余裕を考慮した値）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また，補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）／台（事象発生時からの漏えいを仮定）	ＲＣＰシールが健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65％） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁	95t／h／個 （3 個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
	常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量	130m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（4／4）

項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始から 10 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（3）及び（5）に従い，加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器逃がし弁開操作に 10 分を想定して設定。
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量 2,000m^3到達＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生から 24 時間後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと，崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	最小値 （設計値に余裕を考慮した値）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また，補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）／台（事象発生時からの漏えいを仮定）	ＲＣＰシール部が健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(3／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁	95t／h／個 （3 個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
	常設低圧代替注水ポンプによるスプレイ流量	130m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及び 電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。
	リロケーション	炉心の温度履歴に応じて発生	ＴＭＩ事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。
	原子炉容器破損	最大歪みを超えた場合に破損	複数の破損形態のうち，最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に対し，健全性が維持される最大の歪みを設定。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始から 10 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（3）及び（5）に従い，加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器逃がし弁開操作に 10 分を想定して設定。
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量 2,000m^{3}到達＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生から 24 時間後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと，崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	最小値 （設計値に余裕を考慮した値）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため，事象進展が早く，炉心溶融，原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は，１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能，高圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	タービン動補助 給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m^3／h／ 4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から，ミニフロー流量を除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設低圧代替注水ポンプ によるスプレイ流量	130m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環 ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
	静的触媒式 水素再結合装置 及び 電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径	計装用案内管の径と同等	複数の破損形態のうち，最も早く判定される計装用案内管溶接部破損における破損口径を設定。
	エントレインメント係数	Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値	原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された推奨範囲の最確値を設定。
	溶融炉心と水の伝熱面積	原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験のベンチマーク解析の粒子径より算出	原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された粒子径ファクタの推奨範囲の最確値に基づき設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から 24 時間後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第7.2.4.1表　「水素燃焼」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ，過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば，原子炉トリップ，安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後，低圧注入系，高圧注入系の作動不能，補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば，全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。 ・空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・加圧器圧力及び水位の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器エリアモニタ指示の上昇等により，１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合は，１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下すれば「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」の重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用） 可搬型燃料給油ポンプ	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 100m^3／h 以上確立されていることを確認し，補助給水系の機能維持を判断する。 ・全交流動力電源喪失時に，「漏えい規模が大きいＬＯＣＡ」でないと判断し，補助給水系の機能が喪失している場合は，加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧の準備として，窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い，炉心損傷判断後，１次冷却材圧力を2.0MPa［gage］以下まで減圧を実施する。なお，加圧器逃がし弁使用準備において，直流電源が喪失している場合には，蓄電池（重大事故等対処用）からの給電に切り替える。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁 【蓄電池（重大事故等対処用）】	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 １次冷却材圧力
低圧注入系，高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において，非常用炉心冷却設備作動信号発信後，ほう酸注入ライン流量，高圧注入ポンプ出口流量及び余熱除去ライン流量等の指示により，低圧注入系，高圧注入系の作動不能を確認し，原子炉格納容器スプレイ作動信号の発信と格納容器スプレイ流量指示等により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.2.4.1表　「水素燃焼」の重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
電気式水素燃焼装置起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば，電気式水素燃焼装置を起動するとともに，可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また，全交流動力電源喪失時においては，空冷式非常用発電機より受電すれば，速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） ほう酸注入ライン流量 高圧注入ポンプ出口流量
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器エリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h 以上により，炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器エリアモニタ（高レンジ） 格納容器エリアモニタ（低レンジ） １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置により確認する。 ・電気式水素燃焼装置の運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを，電気式水素燃焼装置動作監視装置により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.2.4.1表　「水素燃焼」の重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	・原子炉格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は，１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため，空冷式非常用発電機からの給電及び常設低圧代替注水ポンプの準備が整い，炉心損傷を判断し次第，代替格納容器スプレイを開始する。なお，炉心冷却については，Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水の準備が整い次第，炉心注水を行う。 ・常設低圧代替注水ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに，燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに，復水タンクへの補給を行うことにより，代替格納容器スプレイを継続する。その後，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が71%以上となれば，代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に，格納容器圧力計指示が392kPa［gage］まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	燃料取替用水タンク 常設低圧代替注水ポンプ 復水タンク 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ積算流量 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認するため，可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し，原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク※1	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ 可搬型燃料給油ポンプ	可搬型格納容器水素濃度計測装置
格納容器内自然対流冷却	・Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプによりＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し，原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

※１：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は（南側）を使用する。空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
		ＧＯＴＨＩＣ	区画間及び区画内の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，格納容器スプレイ及び水素処理を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため，長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した 大きめの値	評価結果を厳しくするように，設計値より大きい値を設定。 ヒートシンクが大きいと，水蒸気が凝縮されやすいため水素濃度の観点から厳しい設定。

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉格納容器 初期温度	49℃	設計値に基づき設定。初期温度が高いと空気量が少なくなり，同じ水素量でも水素濃度が高くなるため，水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器 初期圧力	大気圧 （0kPa［gage］）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した低めの値として設定。 初期圧力が低いと空気量が少なくなり，同じ水素量でも水素濃度が高くなるため，水素濃度の観点から厳しい設定。
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	１次冷却系保有水量が早期に減少し，ジルコニウム－水反応により水素が発生する時間が早くなるため，静的触媒式水素再結合装置の水素処理が厳しくなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は，１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	低圧注入機能及び 高圧注入機能喪失	低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，格納容器スプレイが早期に起動し，水蒸気が凝縮されることにより，水素濃度の観点から厳しい設定。
	水素の発生	・全炉心内のＺｒ量の 75%と水の反応による発生を考慮 ・水の放射線分解及び金属腐食による発生を考慮	水の放射線分解による水素の生成割合は，実験等に基づいた保守的な値として設定。 金属腐食で考慮する金属量及び表面積は，設計値を基に設定。

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）(3／3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	事故初期からの 原子炉トリップを仮定	水素発生量は，炉心内のジルコニウム重量で定まるため，原子炉トリップ時刻の影響は受けないことから，事故初期からの原子炉トリップを仮定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	静的触媒式水素 再結合装置性能	1.2kg／h／基 （水素濃度 4vol%， 圧力 0.15MPa［abs］時）	設計値を基に設定。
	静的触媒式水素 再結合装置基数	5 基	配備基数を設定。
	電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	水素濃度の観点で厳しくなるよう電気式水素燃焼装置の効果は期待しない。
	格納容器スプレイ ポンプ	事象発生 147 秒後に スプレイ開始	格納容器スプレイの作動時間は，信号遅れと作動遅れを考慮して設定。
		最大流量	格納容器スプレイポンプ流量は評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した大きめ値として設定。原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと，水蒸気の凝縮が促進されるため，水素濃度の観点から厳しい設定。

第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（3,411MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと，崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから，炉心水位を確保しにくく，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa［gage］	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	307.1＋2.2℃	評価結果を厳しくするように，定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと，原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	72,900m^3	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。
	ヒートシンク	最小値 （設計値に余裕を考慮した値）	評価結果を厳しくするように，設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり，原子炉格納容器冷却の観点より厳しい設定。

第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため，事象進展が早く，炉心溶融，原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は，１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能，高圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.5 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	タービン動補助 給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は，信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		200m^3／h／ 4SG	タービン動補助給水ポンプの設計値から，ミニフロー流量を除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし，炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設低圧代替注水ポンプ によるスプレイ流量	130m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環 ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 168℃， 約 3.4MW～約 16.7MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
	静的触媒式 水素再結合装置 及び 電気式水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように，静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり	原子炉下部キャビティ床底面の全面	米国の新設炉に対する電力要求では炉心出力から原子炉下部キャビティ床面積を求める要求があり，溶融炉心が床全面に均一に拡がることを前提にした考え方が採用されているため，本有効性評価においても同様の考え方に則り設定。
	溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限	0.8MW／m^2相当（大気圧条件）	水による冷却を伴った溶融物とコンクリートの相互作用に関する実験に基づき設定。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず	溶融炉心が原子炉下部キャビティ床面に堆積し，コンクリートと直接接触している場合，溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となることに基づき設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から30 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（4）に従い，常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
	常設低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から 24 時間後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の招集のための時間，操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.3.1.1 表　「想定事故１」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピットポンプトリップ等による運転不能により，使用済燃料ピット冷却系の故障を確認した場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却機能の回復操作，可搬型代替注水中型ポンプによる注水準備，使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット温度及び水位の確認	・使用済燃料ピット冷却機能喪失により，使用済燃料ピット温度が上昇し，使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット注水機能喪失の判断	・燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクを水源として注水操作を行い，使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ，注水機能の喪失と判断し，使用済燃料ピット注水機能の回復操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピットへの注水操作	・可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し，通常水位到達後は水位を維持する。 ・可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され，温度が安定していることを確認する。	燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.3.1.2 表　主要評価条件（想定事故１）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット 崩壊熱	11.165MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように，原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 ２号炉燃料における崩壊熱の計算に当たっては，核分裂生成物については日本原子力学会推奨値，アクチニドについてはＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出。 １号炉燃料における崩壊熱の計算に当たっては，May-Witt の式を用いて算出。
	事象発生前 使用済燃料ピット水温 （初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として設定。
	事象発生前 使用済燃料ピット水位 （初期水位）	使用済燃料ピット 水位低警報レベル （通常水位－0.08m）	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。
	使用済燃料ピットに 隣接するピットの状態	使用済燃料ピット， 燃料移送キャナル 及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが，蒸発に寄与する水量は，補給までの余裕時間の観点から使用済燃料ピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料，ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失 に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

第 7.3.1.2 表　主要評価条件（想定事故１）（2／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から約 4.44m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv／h）となる水位を設定。
	可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	$25m^3$／h	崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から 8 時間 50 分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり，放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第 7.3.2.1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピットの水位低下により使用済燃料ピット水位低警報が発信し，水位低下継続する場合は，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却系の隔離操作，可搬型代替注水中型ポンプによる注水準備，使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット温度上昇の確認	・使用済燃料ピットの水位低下及び冷却機能喪失により，使用済燃料ピット温度が上昇していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット注水機能喪失の判断	・燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクを水源として注水操作を行い，使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ，注水機能の喪失と判断し，使用済燃料ピット注水機能の回復操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピットへの注水操作	・可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。 ・可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され，温度が安定していることを確認する。	燃料油貯蔵タンク（北側） 燃料油貯蔵タンク（南側）	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料ピット水位（AM） 使用済燃料ピット温度（AM） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位（広域）（使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む。）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.3.2.2 表　主要評価条件（想定事故２）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット 崩壊熱	11.165MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように，原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 ２号炉燃料における崩壊熱の計算に当たっては，核分裂生成物については日本原子力学会推奨値，アクチニドについてはＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出。 １号炉燃料における崩壊熱の計算に当たっては，May-Witt の式を用いて算出。
	事象発生前 使用済燃料ピット水温 （初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに 隣接するピットの状態	使用済燃料ピット， 燃料移送キャナル 及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが，蒸発に寄与する水量は，補給までの余裕時間の観点から使用済燃料ピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料，ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却系配管の破断 によって想定される 初期水位	通常水位－約 1.36m	使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として，使用済燃料ピット冷却系出口配管の破断による漏えいを想定。評価においては，使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレイカの効果を考慮。
	安全機能の喪失 に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

第 7.3.2.2 表　主要評価条件（想定事故２）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から約 4.44m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv／h）となる水位を設定。
	可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	$25m^3$／h	崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水中型ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から 8 時間 50 分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり，放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去系機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能，又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は，余熱除去系機能喪失と判断し，余熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	余熱除去ライン流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
充てん／高圧注入ポンプ等による炉心注水	・炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプ，充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に期待できる場合は，優先して実施する。	【充てん／高圧注入ポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【燃料取替用水タンク】 【ディーゼル発電機】 【燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）】	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位
常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水の準備	・常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水の系統構成等，運転準備を行う。	－	－	－
燃料取替用水タンクによる重力注水	・炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は実施する。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位 加圧器水位
炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作	・炉心水位を回復させるため，原子炉格納容器から退避完了及び原子炉格納容器エアロックの閉止を確認後，蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降，炉心水位の低下を継続監視し，蓄圧タンク出口弁を開操作する。 ・常設低圧代替注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し，１次冷却系保有水量を維持するとともに，加圧器安全弁（3 個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 燃料取替用水タンク 常設低圧代替注水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 余熱除去ライン流量 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し 39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ）
代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として，燃料取替用水タンクを水源とした常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。 ・余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 61%以上であることを確認し，格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替えることで炉心注水を継続する。また，原子炉補機冷却水サージタンクの窒素加圧及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。準備完了後，格納容器内自然対流冷却を開始する。以降，代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による炉心冷却及び原子炉格納容器内の除熱を継続的に行う。	常設低圧代替注水ポンプ 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 格納容器スプレイポンプ 余熱除去冷却器 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用） 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却海水ポンプ Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＳＡ） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	60時間	評価結果を厳しくするように，施設定期検査工程上，原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発率も大きくなることから，１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	大気圧 （0MPa［gage］）	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃	評価結果を厳しくするように，ミッドループ運転時の運転モードにおける上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり，１次冷却系保有水量を確保しにくくなることから，厳しい設定。
	１次冷却系水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋8cm	評価結果を厳しくするように，プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。

第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	１次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として，確保している蒸気放出経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし	崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量の減少を早める観点から，２次冷却系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	運転中の全ての余熱除去機能喪失	余熱除去系による浄化運転中に，余熱除去ポンプの故障等により，全ての余熱除去系の機能が喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	運転中の全ての余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注入機能喪失	起因事象として全ての余熱除去系の機能が喪失するものとして設定。また，蓄圧タンク及び常設低圧代替注水ポンプの有効性を確認するため，充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合，ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから，外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの，資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。

第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	常設低圧代替注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m^3／h	原子炉停止後60時間後を事象開始として，崩壊熱による蒸発量約29.3m^3／hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	蓄圧タンク 炉心注水操作※	1 基目：事象発生の 60 分後 2 基目：事象発生の 100 分後 3 基目：事象発生の 140 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に，1基目は計60分，2基目以降は40分間隔を想定して設定。
	常設低圧代替注水 ポンプ起動	事象発生の 141 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の検知及び判断，空冷式非常用発電機の準備並びに常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間，かつ3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

※：施設定期検査中の保修対象となる場合を考え，全 4 基のうち 1 基には期待しない。

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し，ディーゼル発電機が起動失敗することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応を想定して，空冷式非常用発電機の起動，常設低圧代替注水ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の起動準備，アニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給準備，中央制御室換気系ダンパへの代替空気供給及び手動による開操作準備，使用済燃料ピット水位計（広域）及び使用済燃料ピット周辺線量率計の設置準備，可搬型代替注水中型ポンプによる復水タンク及び使用済燃料ピットへの補給準備，及び可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器内自然対流冷却及びＢ余熱除去ポンプ等への冷却水供給の準備を開始する。 ・空冷式非常用発電機の起動が完了すれば，非常用母線の受電準備完了（安全系補機の切離し等）を確認し，非常用母線への給電操作を実施する。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	－
燃料取替用水タンクによる重力注水	・炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は，優先して実施する。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位 加圧器水位
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，電源回復後，原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作	・炉心水位を回復させるため，空冷式非常用発電機からの受電が完了し，原子炉格納容器からの退避完了及び原子炉格納容器エアロックの閉止を確認後，蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降，炉心水位の低下を継続監視し，蓄圧タンク出口弁を開操作する。 ・常設低圧代替注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し，１次冷却系保有水量を維持するとともに，加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 常設低圧代替注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	可搬型燃料給油ポンプ	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 常設低圧代替注水ポンプ出口積算流量
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，現場にてアニュラス空気浄化系空気作動弁への代替空気供給を行い，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，現場にて中央制御室換気系ダンパの代替空気供給及び手動による開操作を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用） 窒素ボンベ（中央制御室換気系ダンパ用） 可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転	・長期対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いたＡ，Ｂ格納容器再循環ユニット及びＢ余熱除去ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転を行う。 ・格納容器内自然対流冷却は，海水通水が完了すれば実施する。また，燃料取替用水タンク水位計指示が16％となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示 61%以上を確認し，常設低圧代替注水ポンプによる代替炉心注水から低圧代替再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク※1	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ 可搬型燃料給油ポンプ	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ） 加圧器水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去ライン流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却系の機能喪失要因を考慮し，原子炉補機冷却海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却系の復旧を図る。	－	－	－

※１：可搬型代替注水大型ポンプの燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（北側）又は（南側）を使用する。空冷式非常用発電機の燃料補給には，燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）を使用する。

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	60時間	評価結果を厳しくするように，施設定期検査工程上，原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発率も大きくなることから，１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	大気圧 （0MPa［gage］）	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃	評価結果を厳しくするように，ミッドループ運転時の運転モードにおける上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり，１次冷却系保有水量を確保しにくくなることから，厳しい設定。
	１次冷却系水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋8cm	評価結果を厳しくするように，プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。

第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）(2／3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	１次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として，確保している蒸気放出経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし	崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量の減少を早める観点から，２次冷却系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として，外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとしている。

第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）(3／3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク 保有水量	26.9m^3／基 （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	常設低圧代替注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m^3／h	原子炉停止後60時間後を事象開始として，崩壊熱による蒸発量約29.3m^3／hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	蓄圧タンク 炉心注水操作※	1 基目：事象発生の 60 分後 2 基目：事象発生の 100 分後 3 基目：事象発生の 140 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に，1基目は計60分，2基目以降は40分間隔を想定して設定。
	常設低圧代替注水 ポンプ起動	事象発生の 141 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の検知及び判断，空冷式非常用発電機の準備並びに常設低圧代替注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間，かつ3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

※：施設定期検査中の保修対象となる場合を考え，全 4 基のうち 1 基には期待しない。

第 7.4.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	・１次冷却材の流出により１次冷却系の水位が低下し，余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなれば，余熱除去ポンプを停止する。余熱除去系２系統の運転不能により，余熱除去機能喪失と判断する。	－	－	余熱除去ライン流量
余熱除去機能喪失時の対応	・余熱除去ポンプ回復操作を実施するとともに，１次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。	【余熱除去ポンプ】	－	－
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次冷却系保有水確保	・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心へ注水し，１次冷却系保有水を維持するとともに，加圧器安全弁（3 個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し 39kPa［gage］になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため，アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用）	－	格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.4.3.1表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として，燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。 ・余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61%以上であることを確認し，格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替えることで炉心注水を継続する。また，原子炉補機冷却水サージタンクの窒素加圧及びＡ，Ｂ格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。準備完了後，格納容器内自然対流冷却を開始する。以降，代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による炉心冷却及び原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 格納容器スプレイポンプ 余熱除去冷却器 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク（ディーゼル発電機用） 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却海水ポンプ Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ライン流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 原子炉格納容器圧力（ＡＭ） 格納容器内温度 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（ＳＡ） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.4.3.2表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化，気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	60時間	評価結果を厳しくするように，施設定期検査工程上，原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり，１次冷却材の蒸発率も大きくなることから，１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	大気圧 （0MPa［gage］）	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃	評価結果を厳しくするように，ミッドループ運転時の運転モードにおける上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり，１次冷却系保有水量を確保しにくくなることから，厳しい設定。
	１次冷却系水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋8cm	評価結果を厳しくするように，プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ＯＲＩＧＥＮ２ （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため，燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。

第7.4.3.2表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）（2／3）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
初期条件	１次冷却系開口部	加圧器安全弁３個取外し		ミッドループ運転時の蒸気放出経路として，確保している蒸気放出経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし		崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い，１次冷却系保有水量の減少を早める観点から，２次冷却系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	余熱除去系からの１次冷却材の流出	370m^3／h（余熱除去機能喪失まで流量一定で流出）	浄化運転時の余熱除去ポンプ1台の最大流量として設定（ミッドループ運転中に１次冷却系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系があるが，１次冷却系保有水量の早期流出の観点で，流量の多い余熱除去系からの流出を想定）。
			燃料取替用水タンク戻り配管の口径である約20cm（8インチ）口径相当の漏えい（余熱除去機能喪失後）	誤開した弁の復旧を見込まず，余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また，流出する口径は余熱除去系の最大口径を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	１次冷却系水位が１次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失		余熱除去ポンプ入口側の１次冷却材が喪失した時点で，浄化運転中の全ての余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合，ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。

第7.4.3.2表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	$30m^3$／h	原子炉停止後60時間後を事象開始として，崩壊熱による蒸発量約$29.3m^3$／hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ起動	余熱除去機能喪失から 20 分後	運転員等操作時間として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の（5）に従い，事象発生の検知及び判断並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計20分を想定して設定。

第7.4.4.1表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
反応度の誤投入の判断	・１次冷却系の希釈事象が発生し，中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇，ほう酸混合器出口積算流量計の動作音及び可聴計数率計の可聴音間隔が短くなることにより，反応度の誤投入を判断する。 ・停止時中性子束レベルの0.8デカード上となれば，「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。	－	－	中性子源領域中性子束 中間領域中性子束
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器退避警報又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
希釈停止操作	・１次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉止により，ほう酸混合器出口積算流量計の動作停止を確認する。	－	－	－
緊急ほう酸注入操作	・ほう酸ポンプを起動及び急速ほう酸補給弁を開とし，緊急ほう酸注入を行い，中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 急速ほう酸補給弁	－	ほう酸タンク水位 中性子源領域中性子束 中間領域中性子束
未臨界状態の維持確認	・中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示，可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ・ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度に戻っていることを確認する。	－	－	中性子源領域中性子束 中間領域中性子束

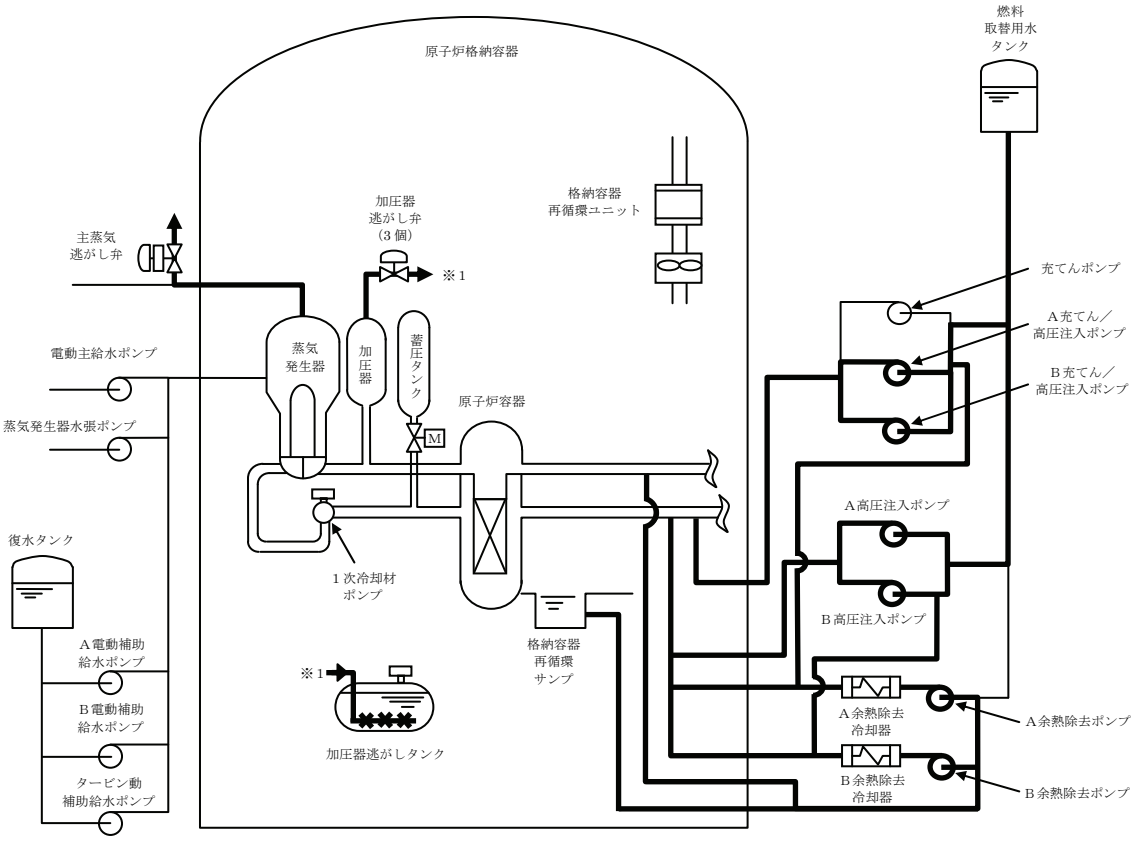
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.4.4.2表　主要評価条件（反応度の誤投入）（1／2）

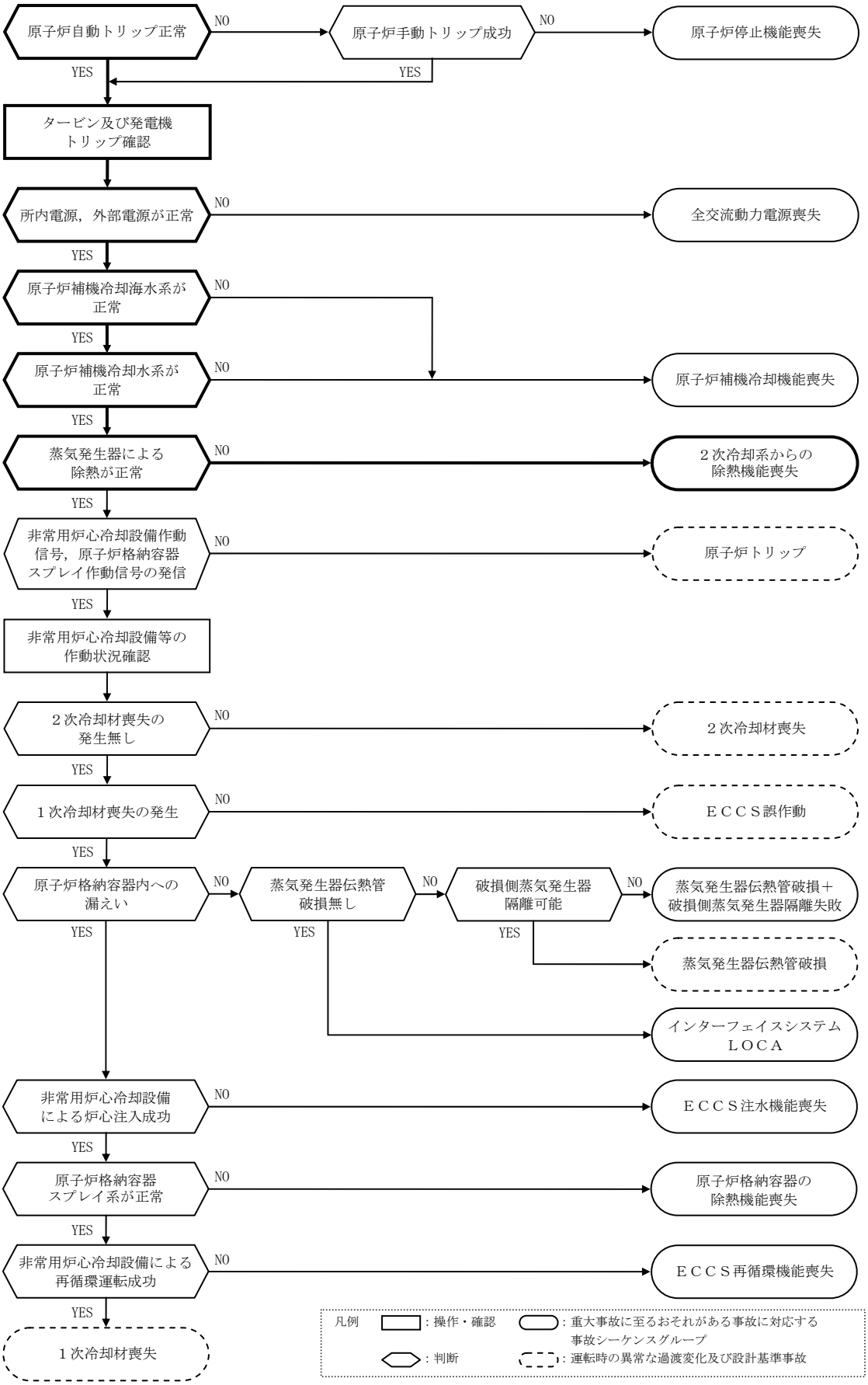
項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として，全挿入状態を設定。
	１次冷却系有効体積	255m^3		１次冷却系の体積は，小さいほど希釈率が大きく，反応度添加率が増加する。よって，加圧器体積，原子炉容器上部ドーム部，炉心内バイパス等を除いた１次冷却系の有効体積を厳しい値として設定。
	初期ほう素濃度	2,500ppm （燃料取替時のほう素濃度）		原子炉停止中の１次冷却系は，燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており，同タンクのほう素濃度として保安規定にて定められた下限値を厳しい値として設定。
	臨界ほう素濃度	1,800ppm		サイクル初期，低温状態，制御棒全挿入状態における，ウラン炉心の臨界ほう素濃度の評価値に，炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は，高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから，厳しい設定。
事故条件	起因事象	１次冷却系への 純水注水	82m^3／h	原子炉の運転停止中に，化学体積制御系の故障，誤操作等により，１次冷却材中に純水が注入されるとして設定。１次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（82m^3／h）を設定。 １次冷却系純水注水流量は，大きいほど希釈率が大きく，反応度添加率が増加することから，厳しい設定。
	外部電源	外部電源あり		１次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため，外部電源がある場合を設定。

第 7.4.4.2 表　主要評価条件（反応度の誤投入）（2／2）

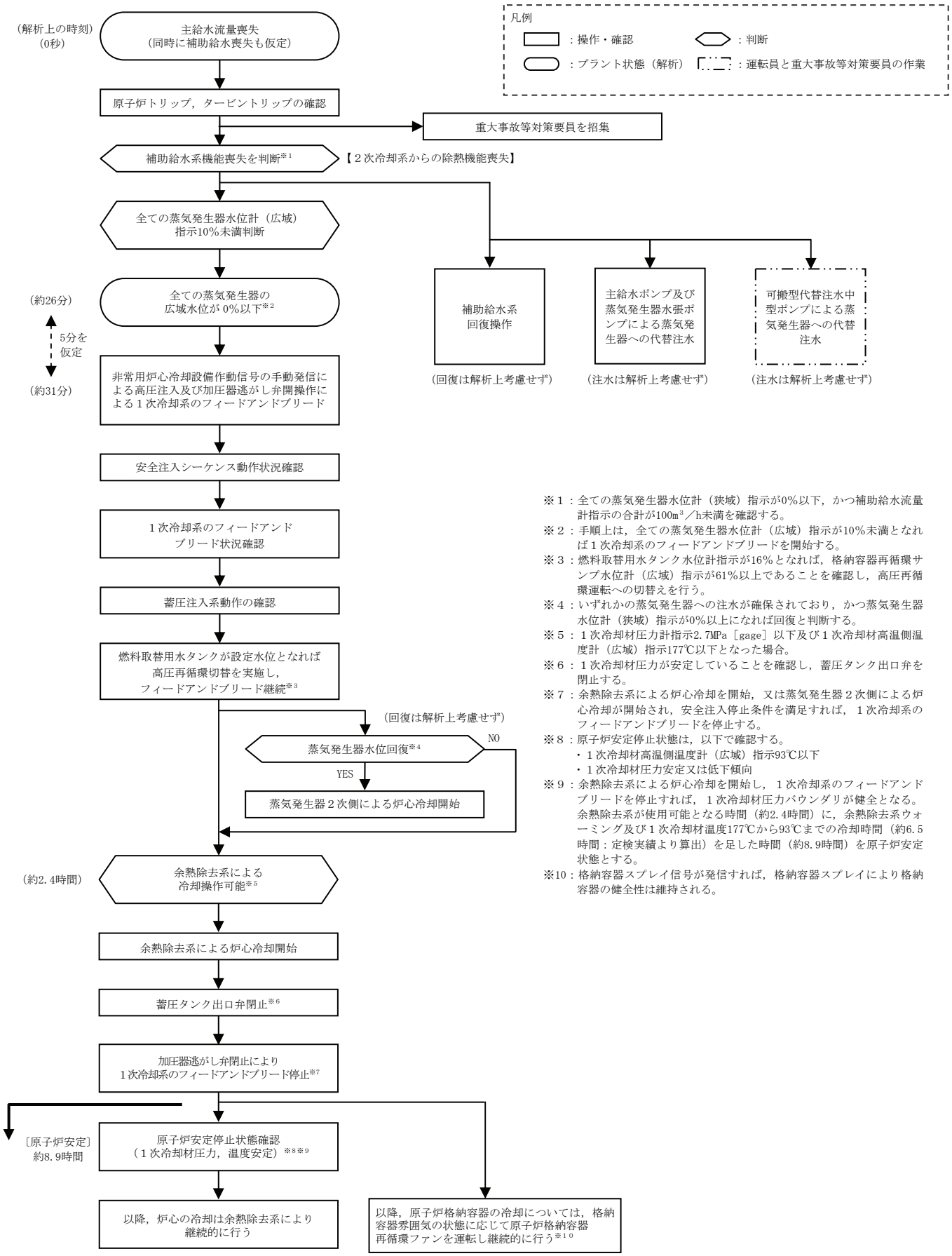
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	「中性子源領域炉停止時中性子束高」	停止時中性子束レベルの0.8デカード上	この警報は，原子炉停止時に中性子束レベルが上昇した場合の運転員への注意喚起のため，信号の揺れを考慮して，停止時中性子束レベルから0.5デカード（$10^{0.5}$＝約3.2倍）上で発信するよう設定されている。有効性評価では，警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため，計器の誤差も考慮した0.8デカード（$10^{0.8}$＝約6.3倍）上として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から10分後に開始し1分で完了	運転員等操作時間として，事象発生の検知及び判断に10分，希釈停止操作に1分を想定して設定。



第 7.1.1.1 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の
重大事故等対策の概略系統図

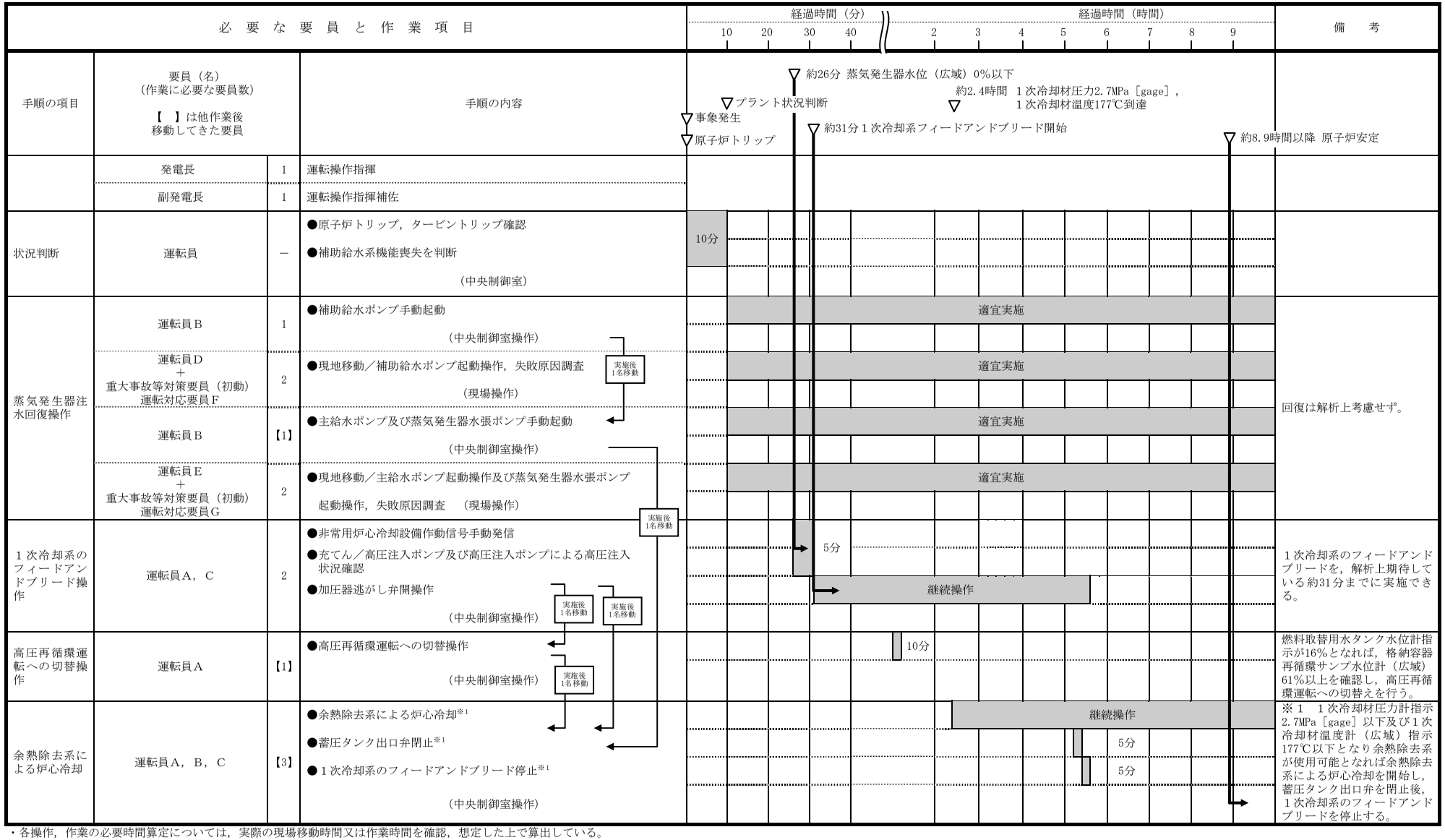


第 7.1.1.2 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）



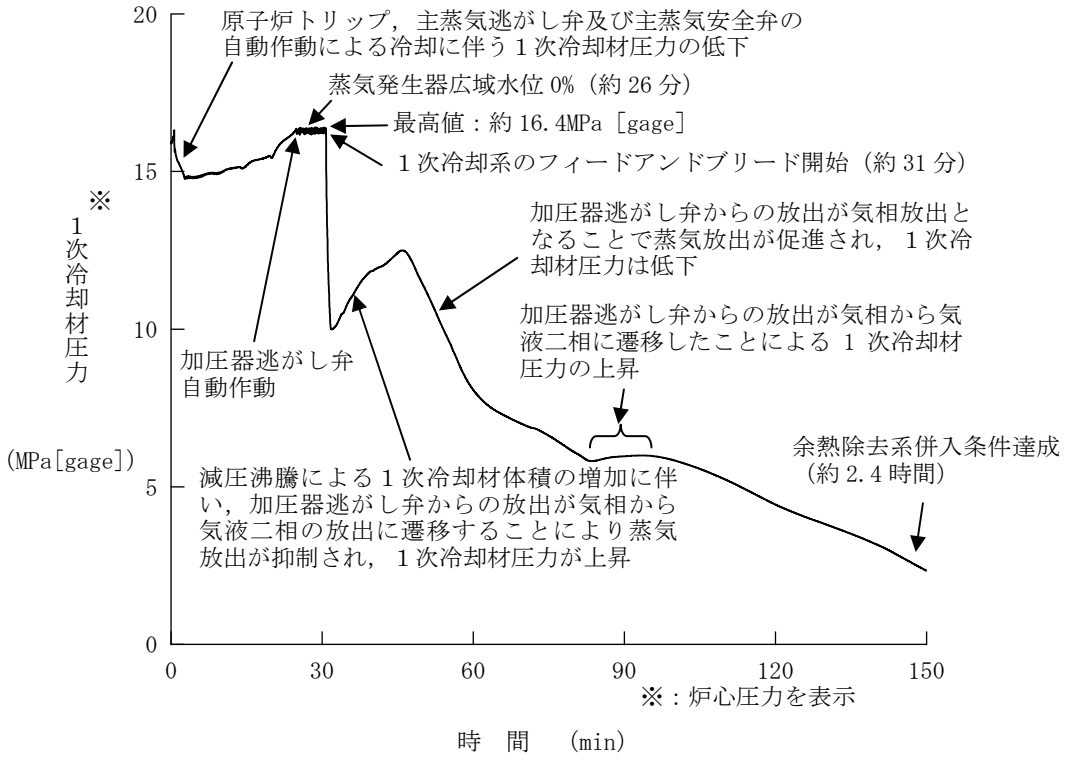
※１：全ての蒸気発生器水位計（狭域）指示が0%以下，かつ補助給水流量計指示の合計が100㎥／h未満を確認する。
※２：手順上は，全ての蒸気発生器水位計（広域）指示が10%未満となれば１次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。
※３：燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が61%以上であることを確認し，高圧再循環運転への切替えを行う。
※４：いずれかの蒸気発生器への注水が確保されており，かつ蒸気発生器水位計（狭域）指示が0%以上になれば回復と判断する。
※５：１次冷却材圧力計指示2.7MPa［gage］以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となった場合。
※６：１次冷却材圧力が安定していることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。
※７：余熱除去系による炉心冷却を開始，又は蒸気発生器２次側による炉心冷却が開始され，安全注入停止条件を満足すれば，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。
※８：原子炉安定停止状態は，以下で確認する。
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃以下
・１次冷却材圧力安定又は低下傾向
※９：余熱除去系による炉心冷却を開始し，１次冷却系のフィードアンドブリードを停止すれば，１次冷却材圧力バウンダリが健全となる。余熱除去系が使用可能となる時間（約2.4時間）に，余熱除去系ウォーミング及び１次冷却材温度177℃から93℃までの冷却時間（約6.5時間：定検実績より算出）を足した時間（約8.9時間）を原子炉安定状態とする。
※10：格納容器スプレイ信号が発信すれば，格納容器スプレイにより格納容器の健全性は維持される。

第 7.1.1.3 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の事象進展）

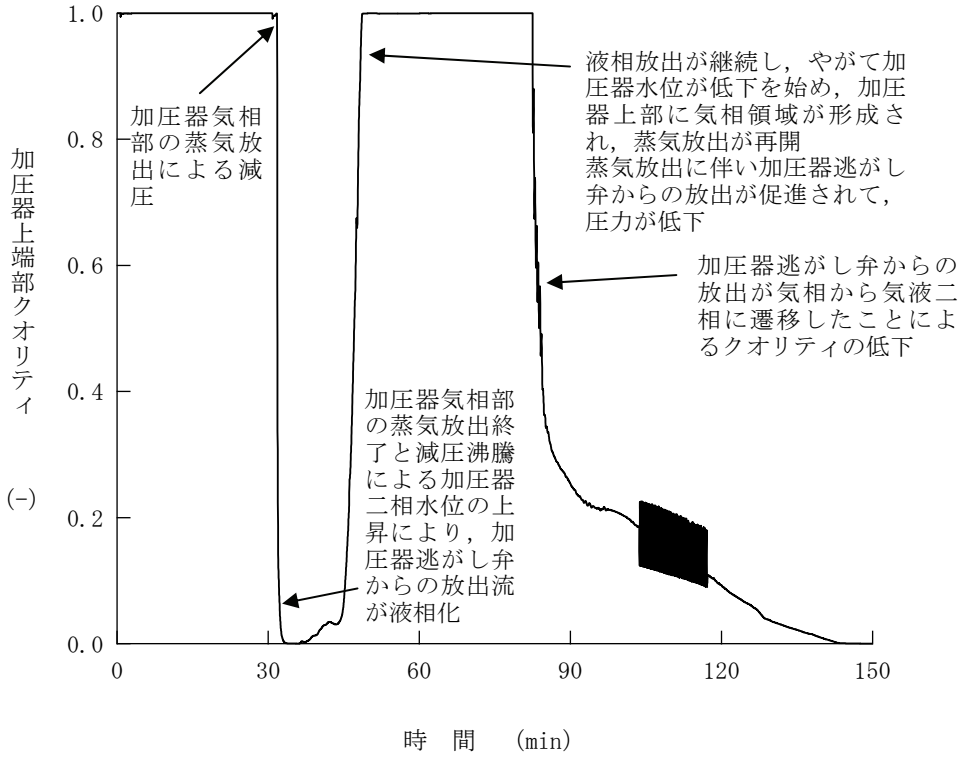


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

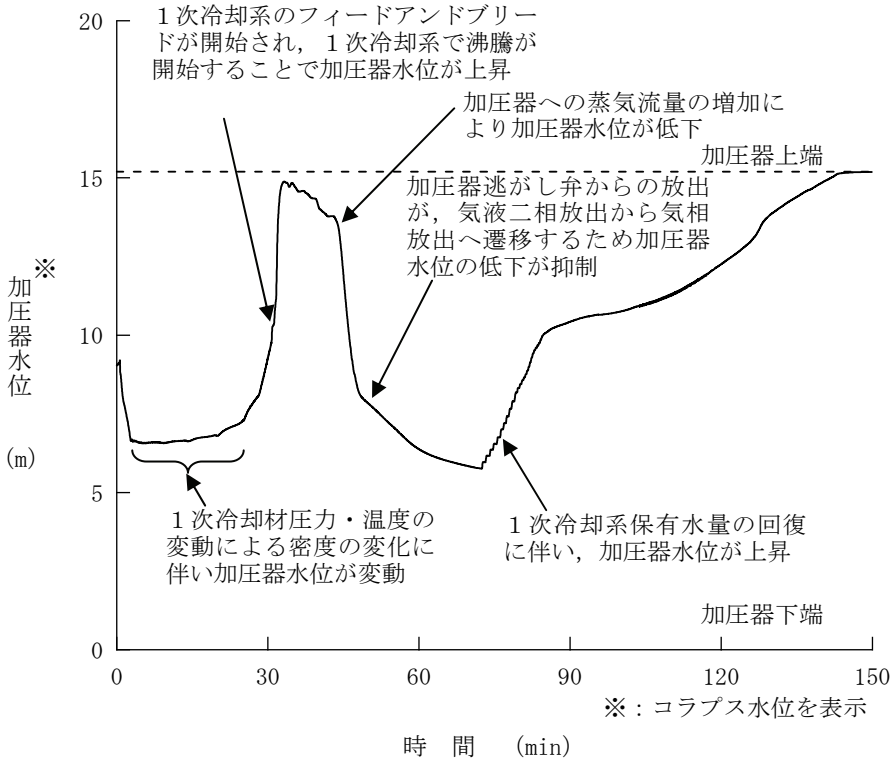
第7.1.1.4図　「2次冷却系からの除熱機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故）



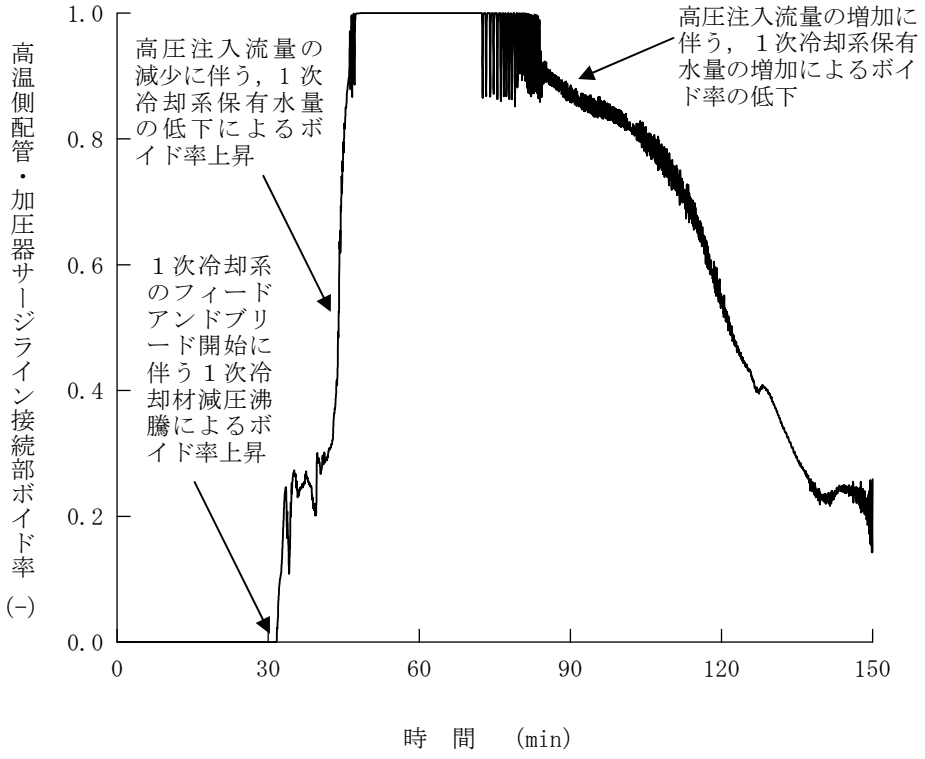
第 7.1.1.5 図　１次冷却材圧力の推移



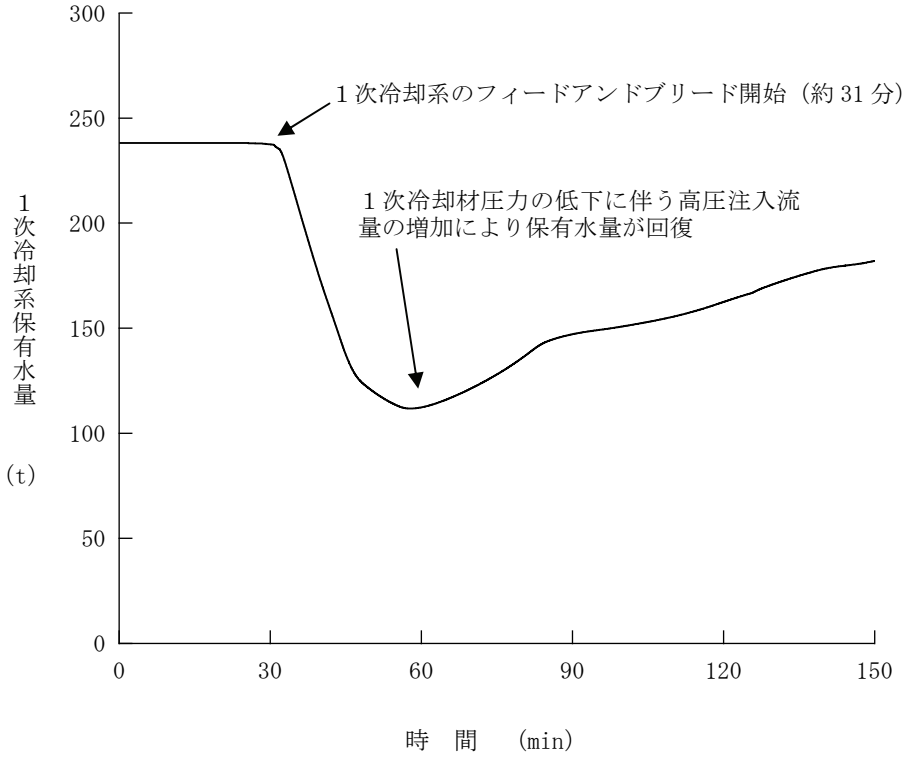
第 7.1.1.6 図　加圧器上端部クオリティの推移



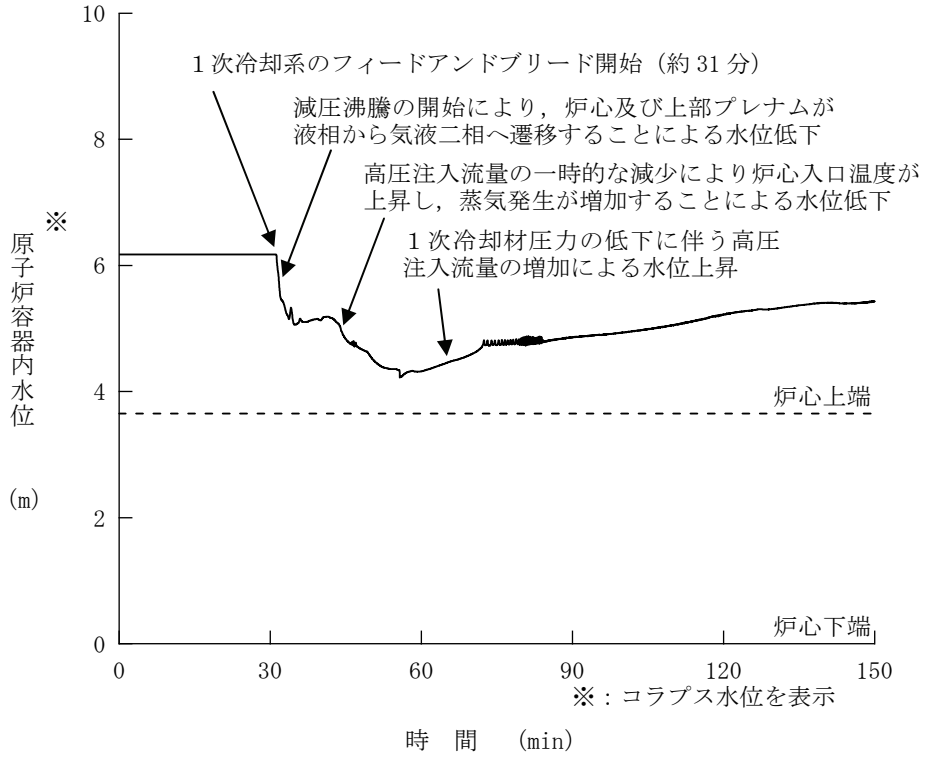
第 7.1.1.7 図　加圧器水位の推移



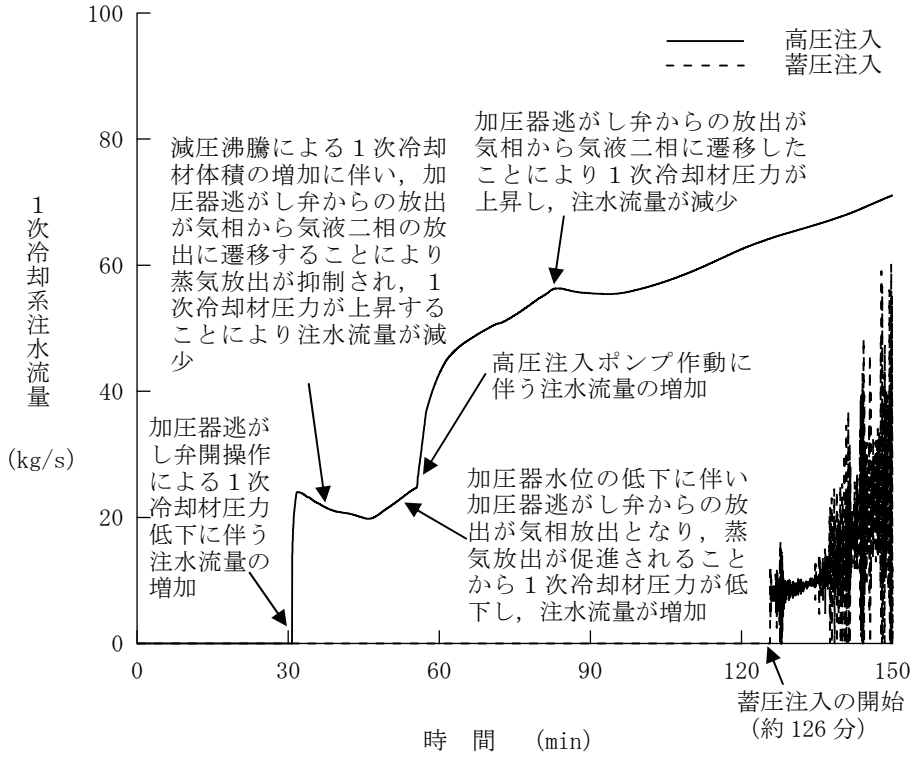
第 7.1.1.8 図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移



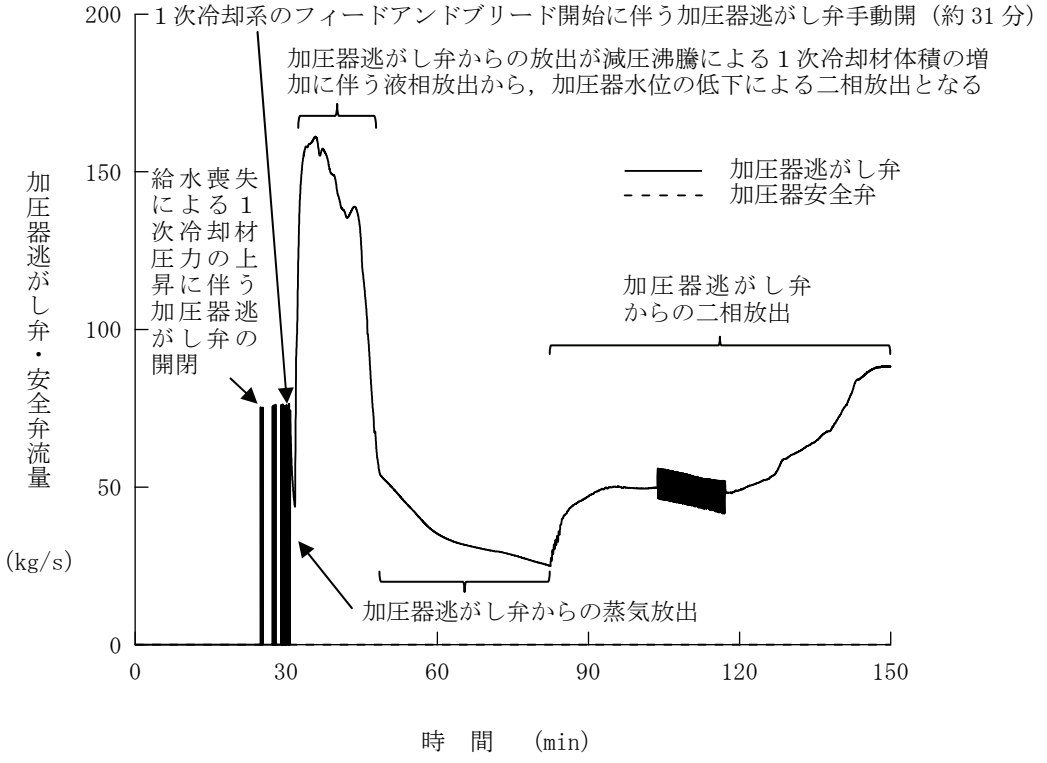
第 7.1.1.9 図　1 次冷却系保有水量の推移



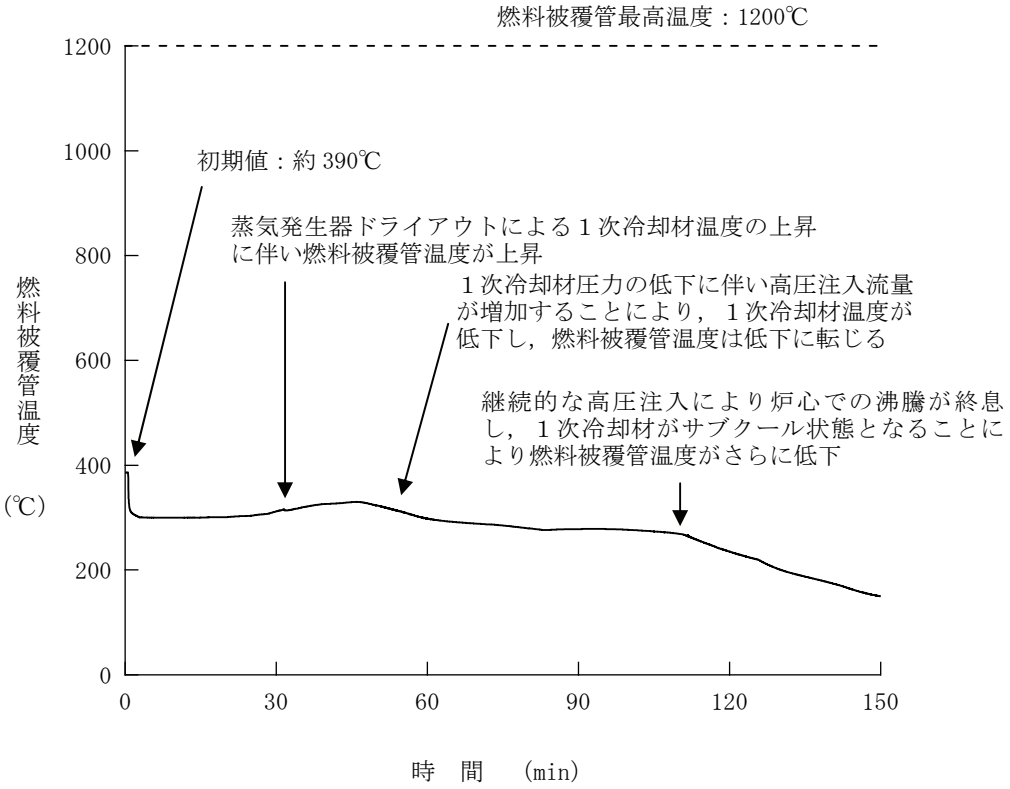
第 7.1.1.10 図　原子炉容器内水位の推移



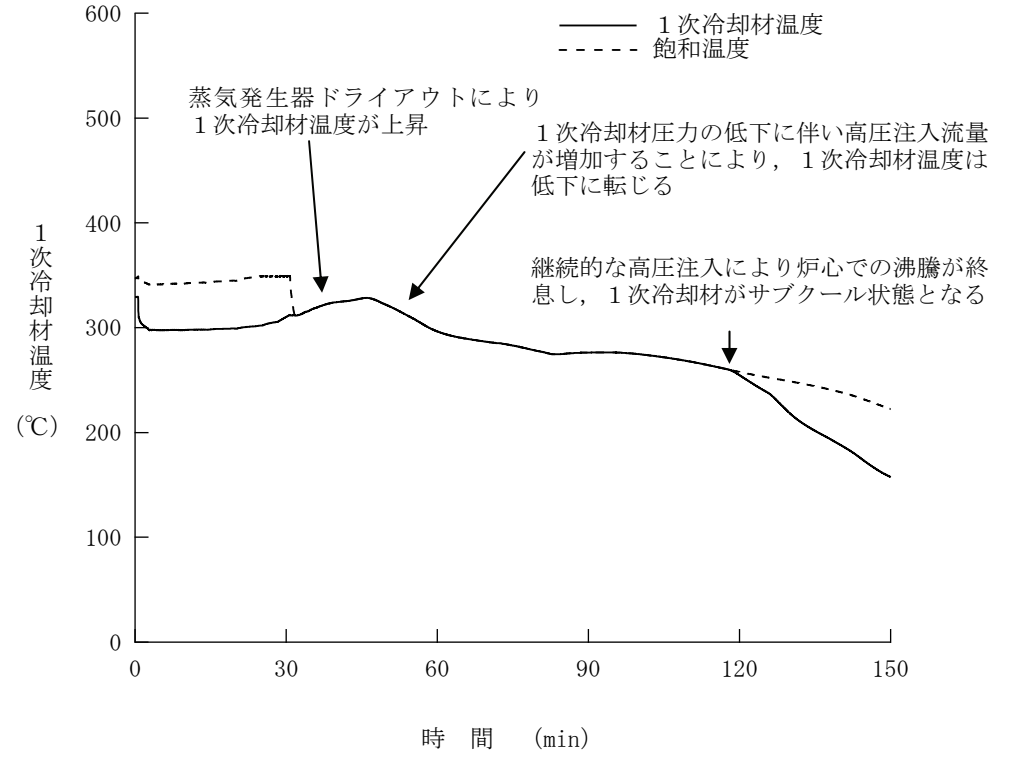
第 7.1.1.11 図　１次冷却系注水流量の推移



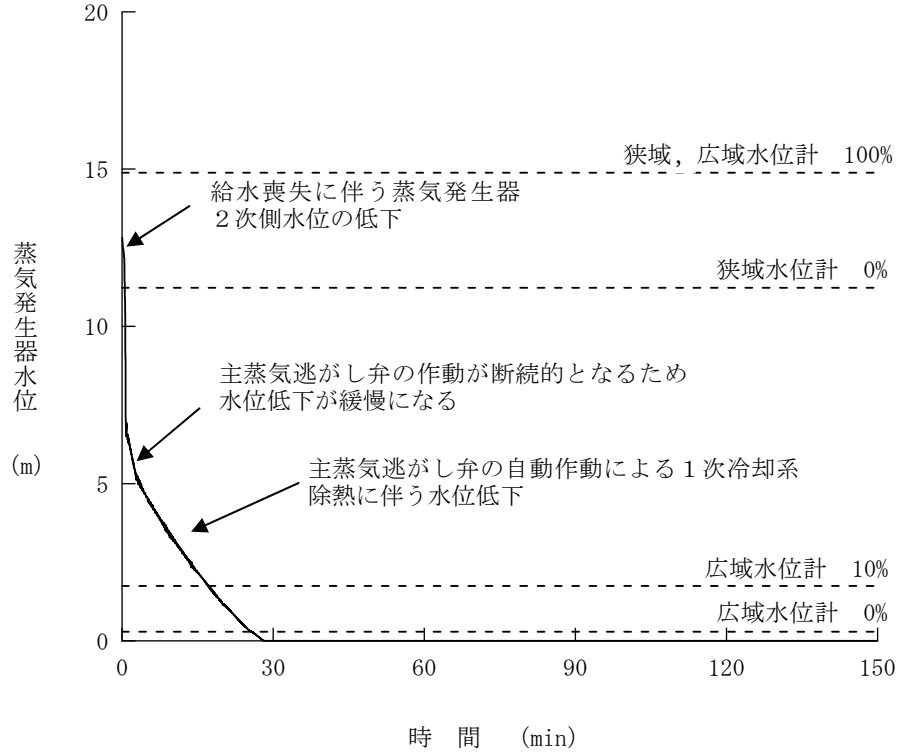
第 7.1.1.12 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移



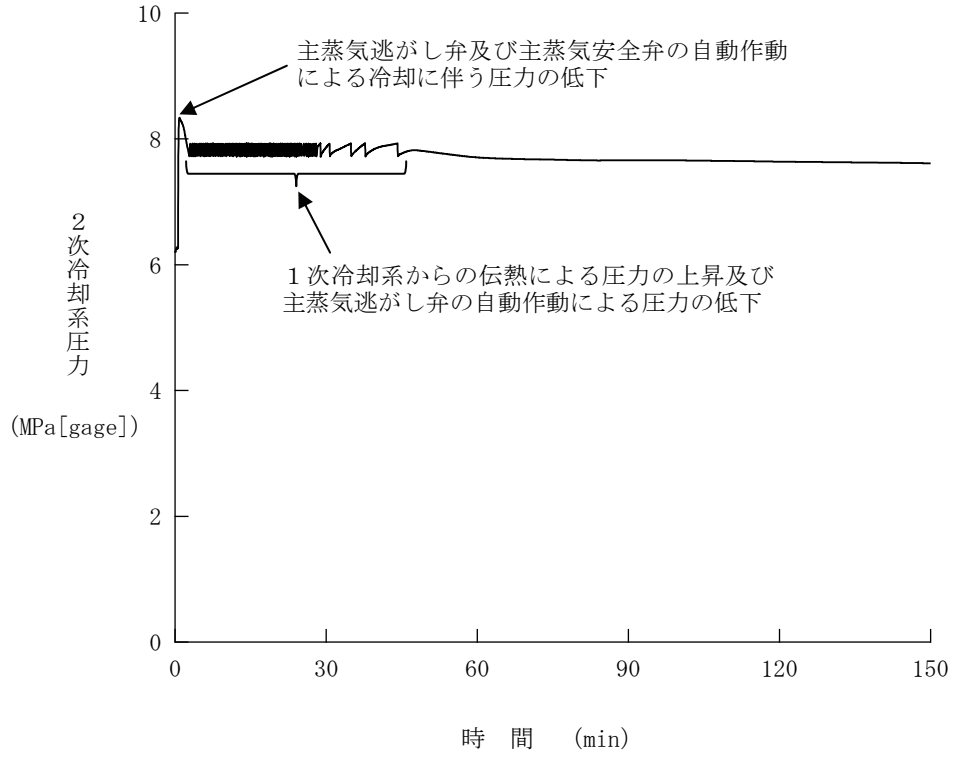
第 7.1.1.13 図　燃料被覆管温度の推移



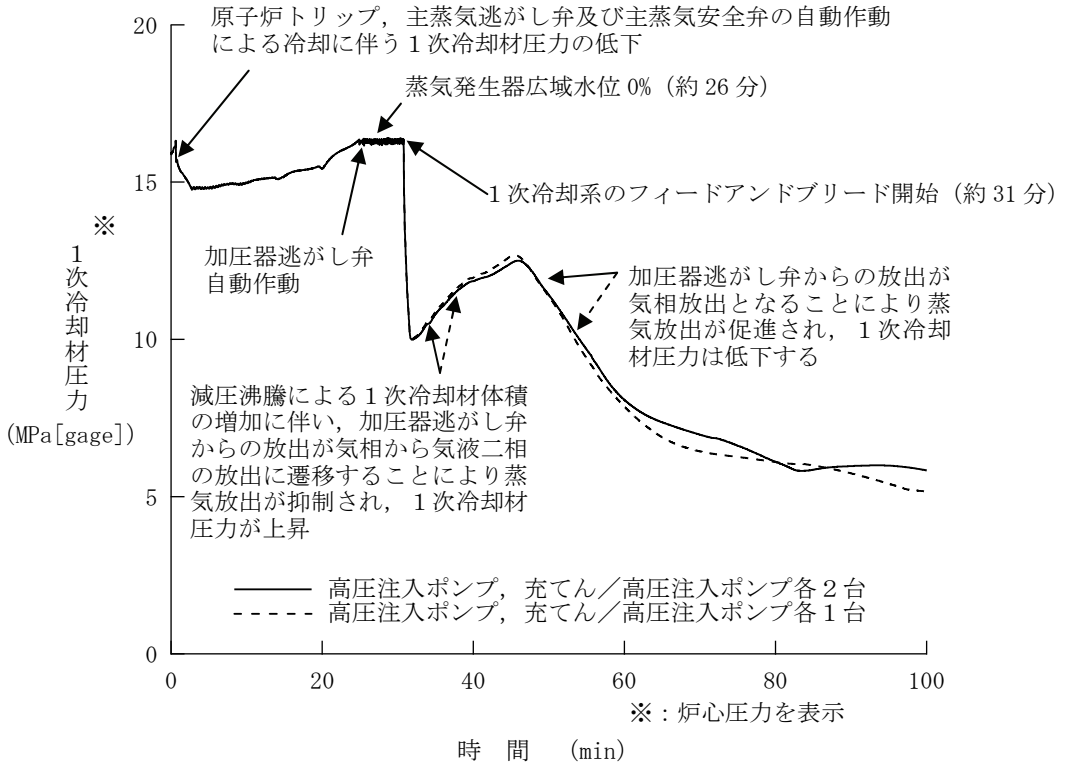
第 7.1.1.14 図　１次冷却材温度の推移



第 7.1.1.15 図　蒸気発生器水位の推移

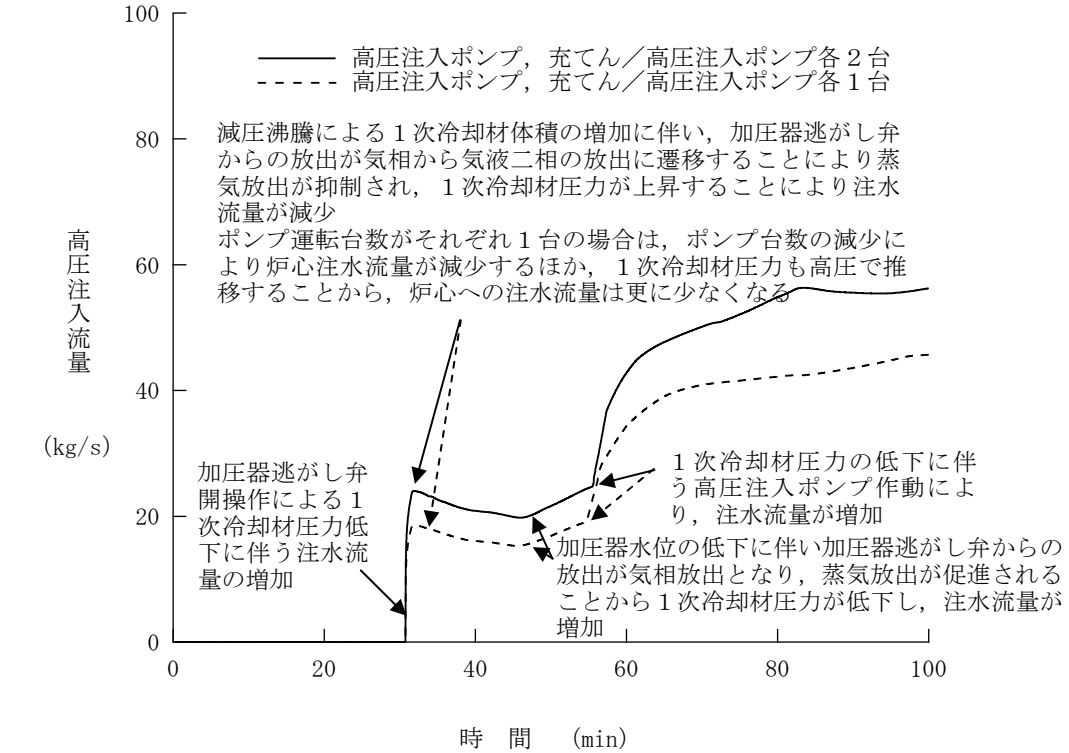


第 7.1.1.16 図　２次冷却系圧力の推移



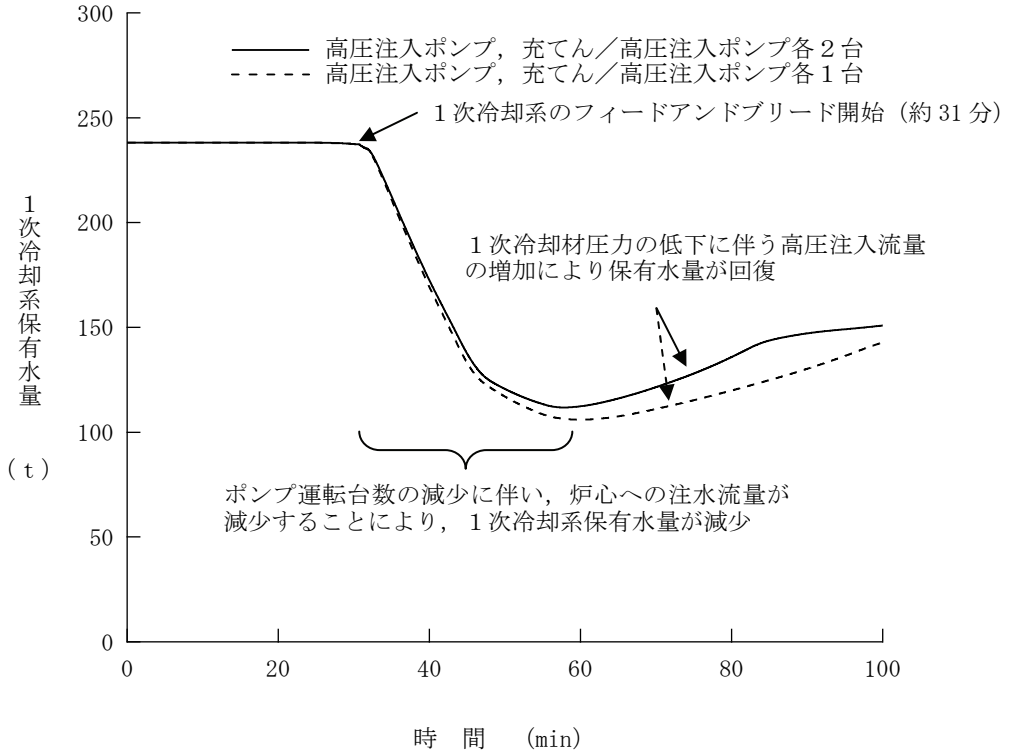
第 7.1.1.17 図　１次冷却材圧力の推移

（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ１台の場合）

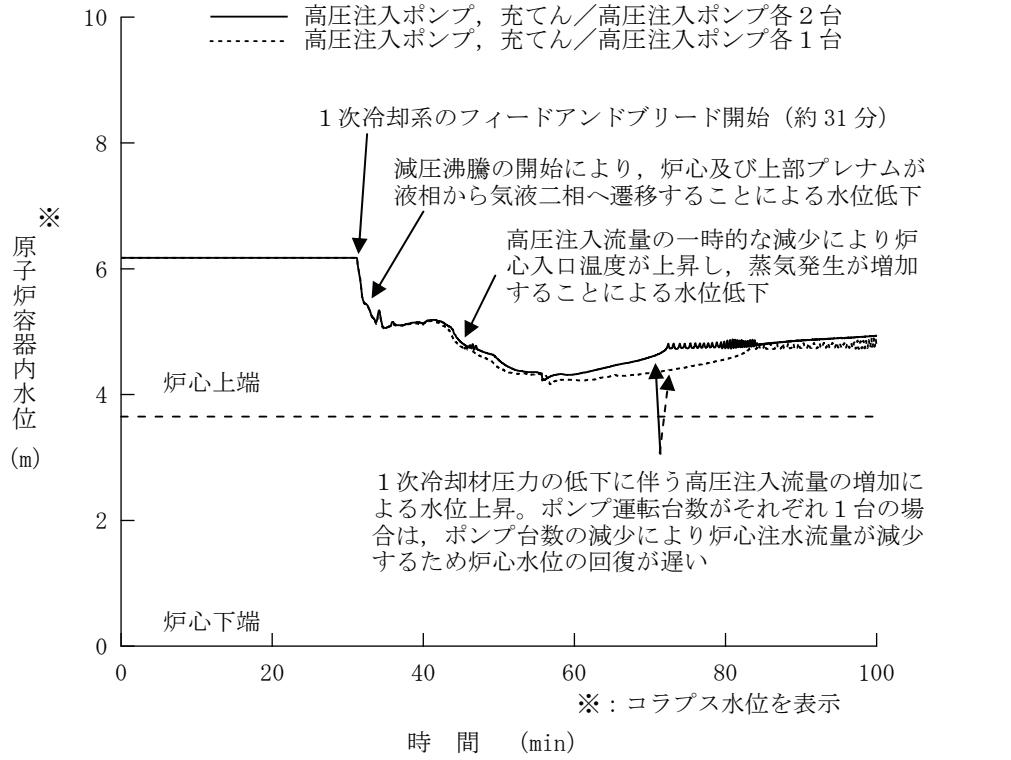


第 7.1.1.18 図　高圧注入流量の推移

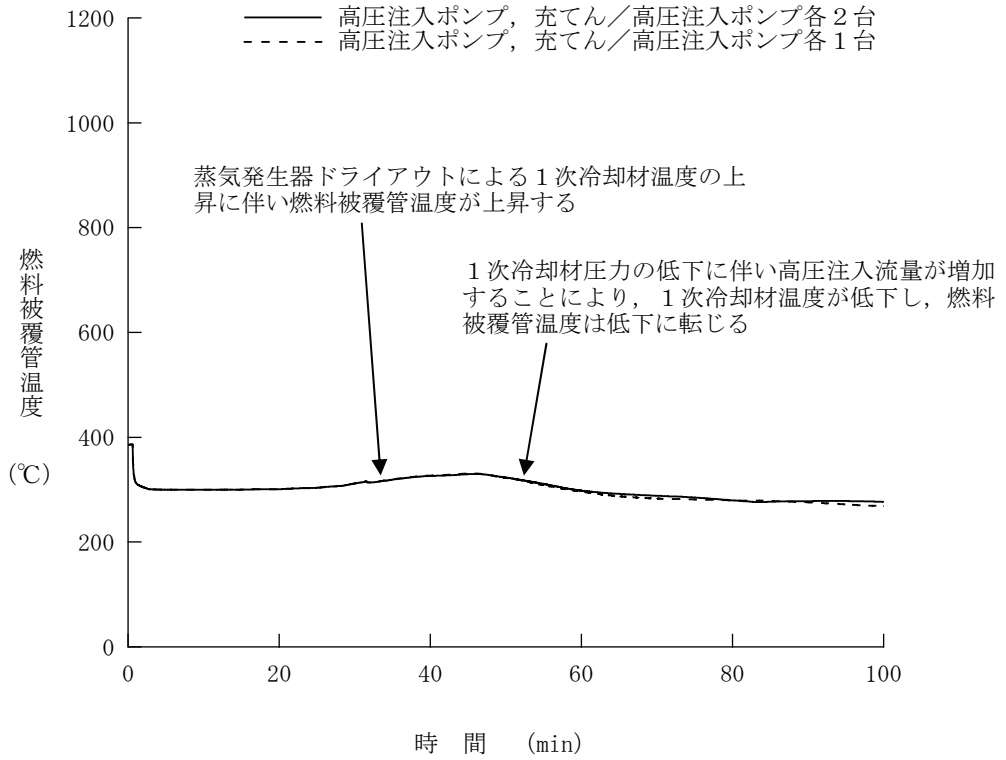
（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ１台の場合）



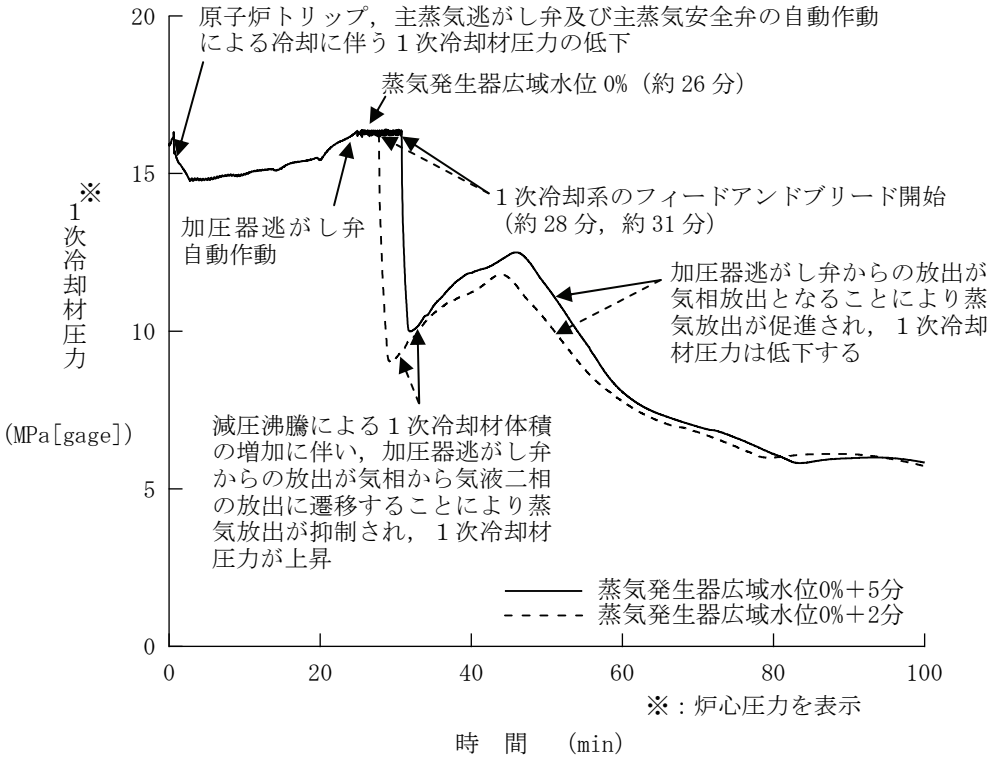
第 7.1.1.19 図　１次冷却系保有水量の推移
（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ１台の場合）



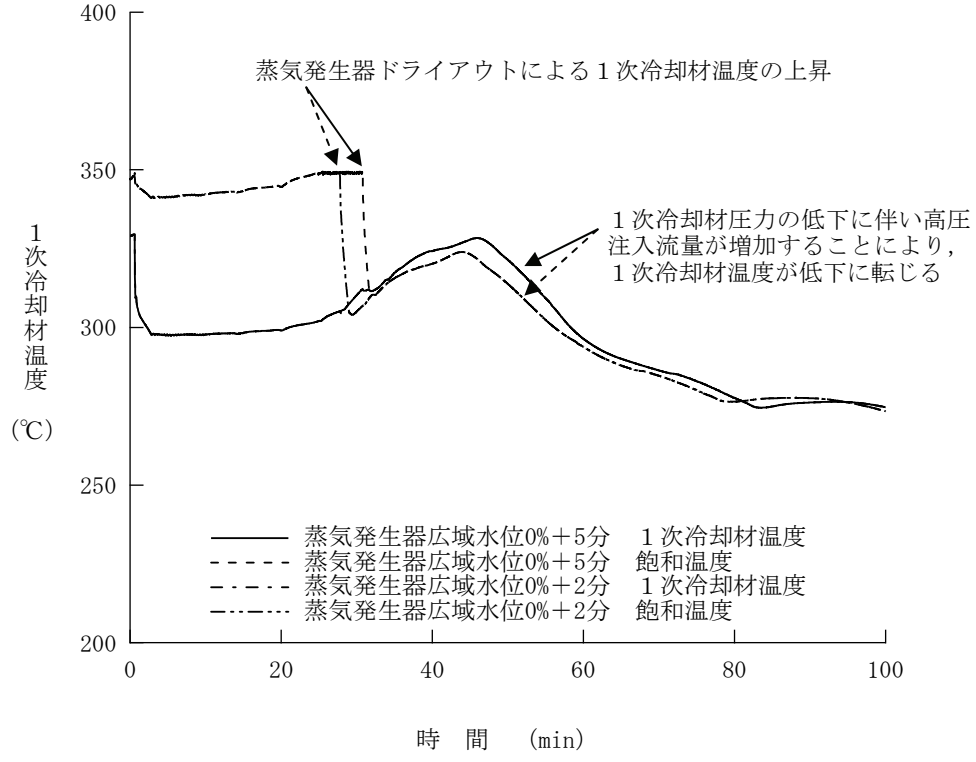
第 7.1.1.20 図　原子炉容器内水位の推移
（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ１台の場合）



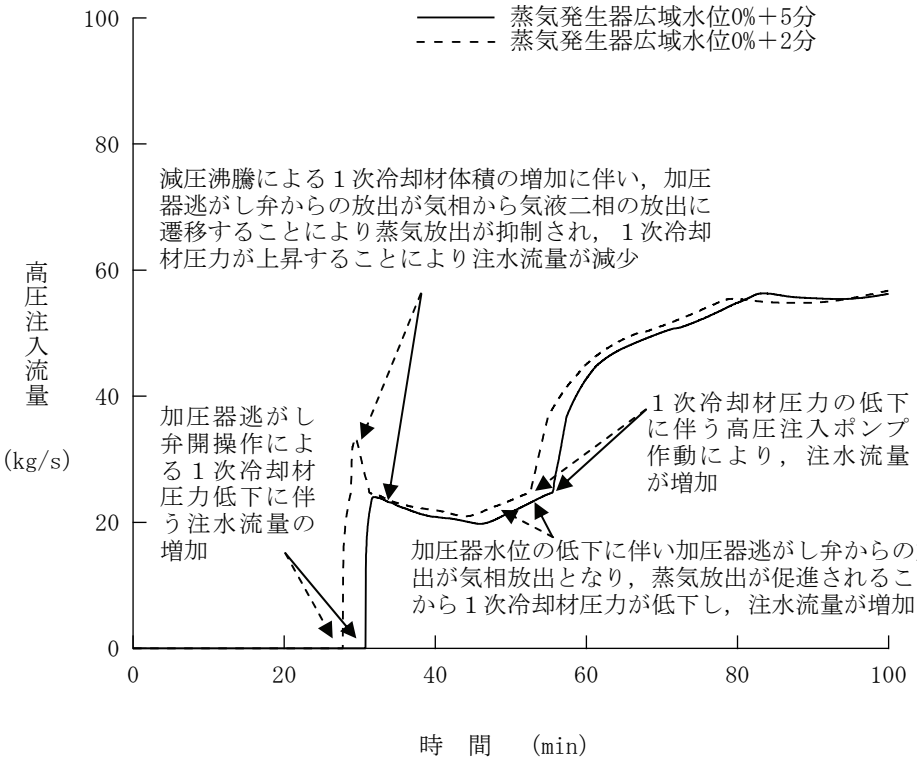
第 7.1.1.21 図　燃料被覆管温度の推移
（高圧注入ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプそれぞれ 1 台の場合）



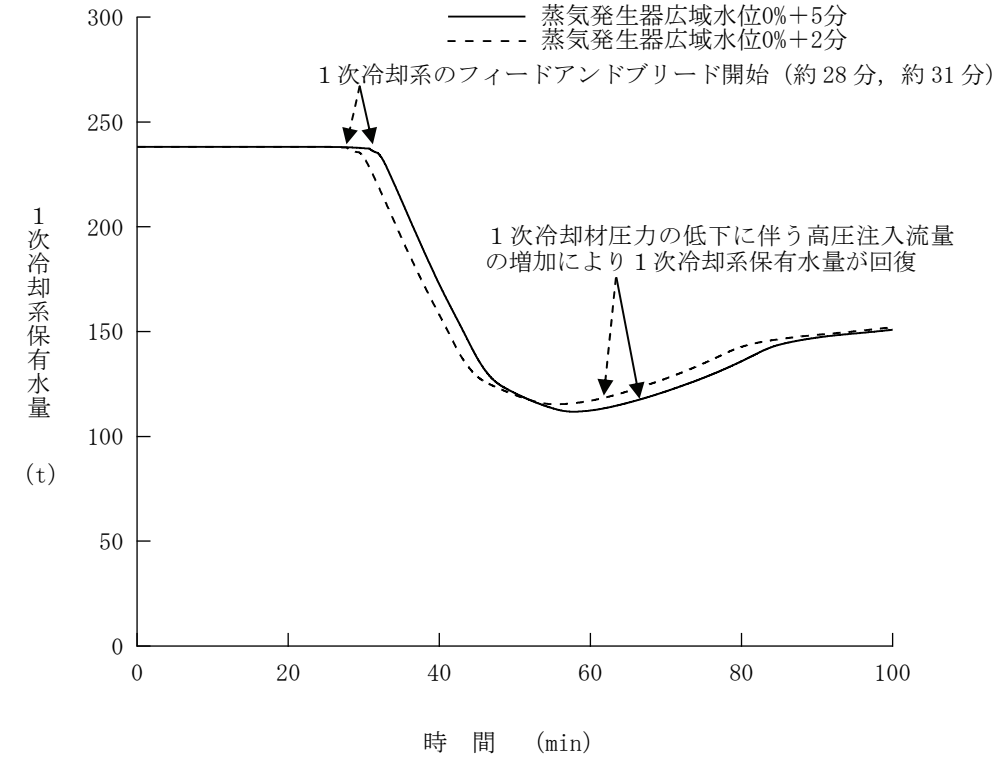
第 7.1.1.22 図　１次冷却材圧力の推移（開始が早くなる場合）



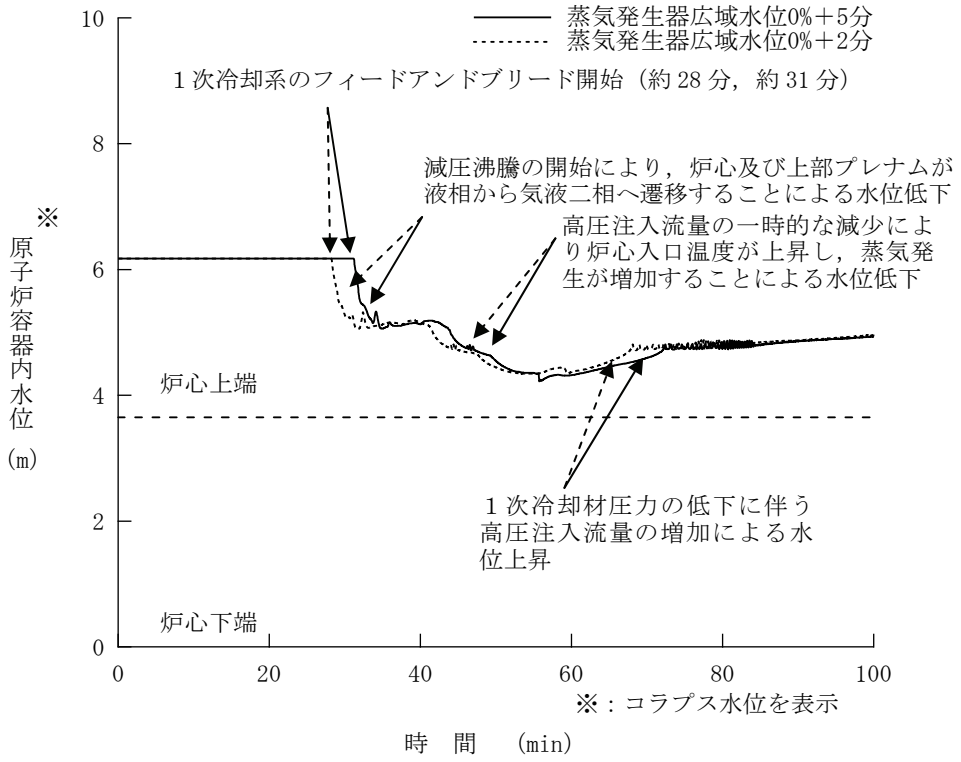
第 7.1.1.23 図　１次冷却材温度の推移（開始が早くなる場合）



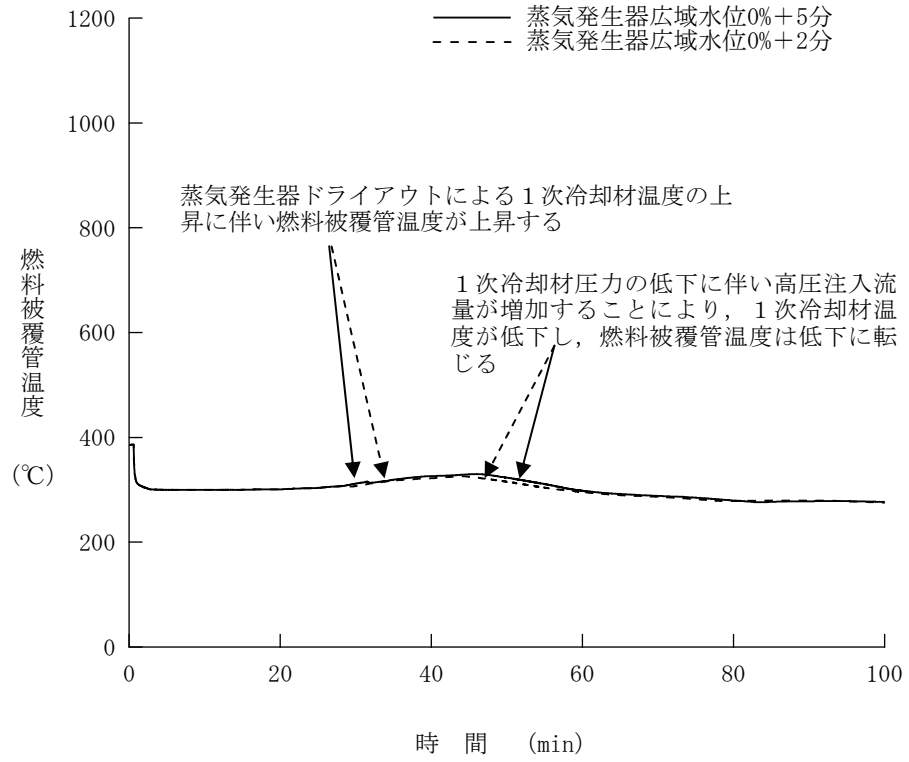
第 7.1.1.24 図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）



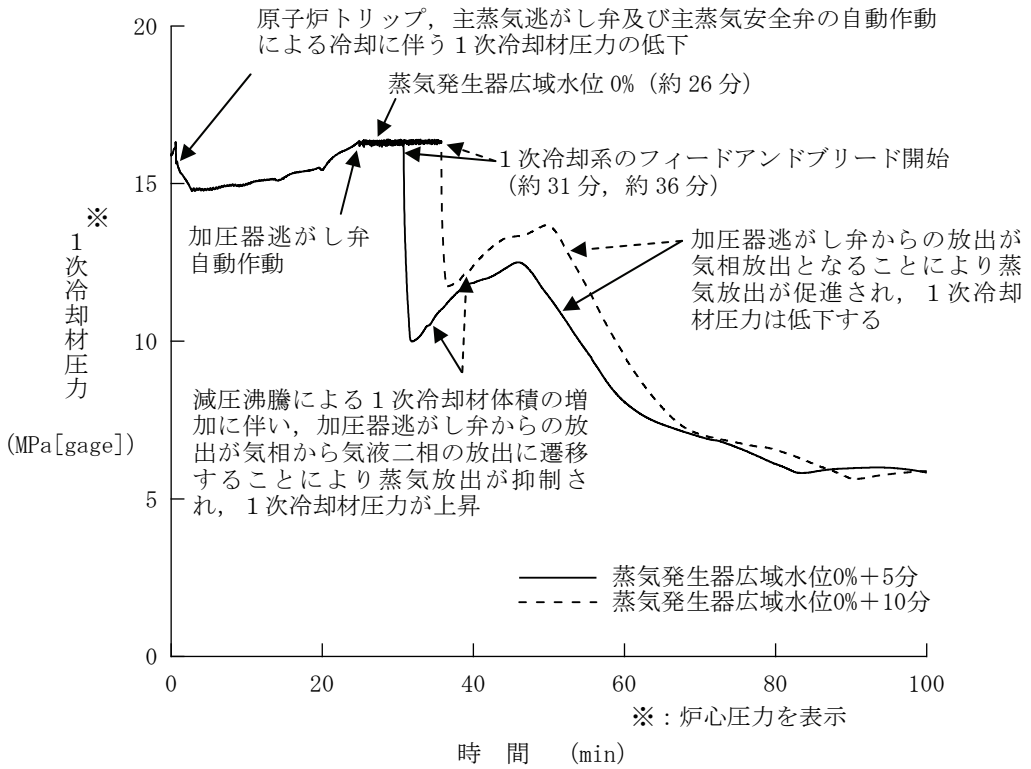
第 7.1.1.25 図　１次冷却系保有水量の推移（開始が早くなる場合）



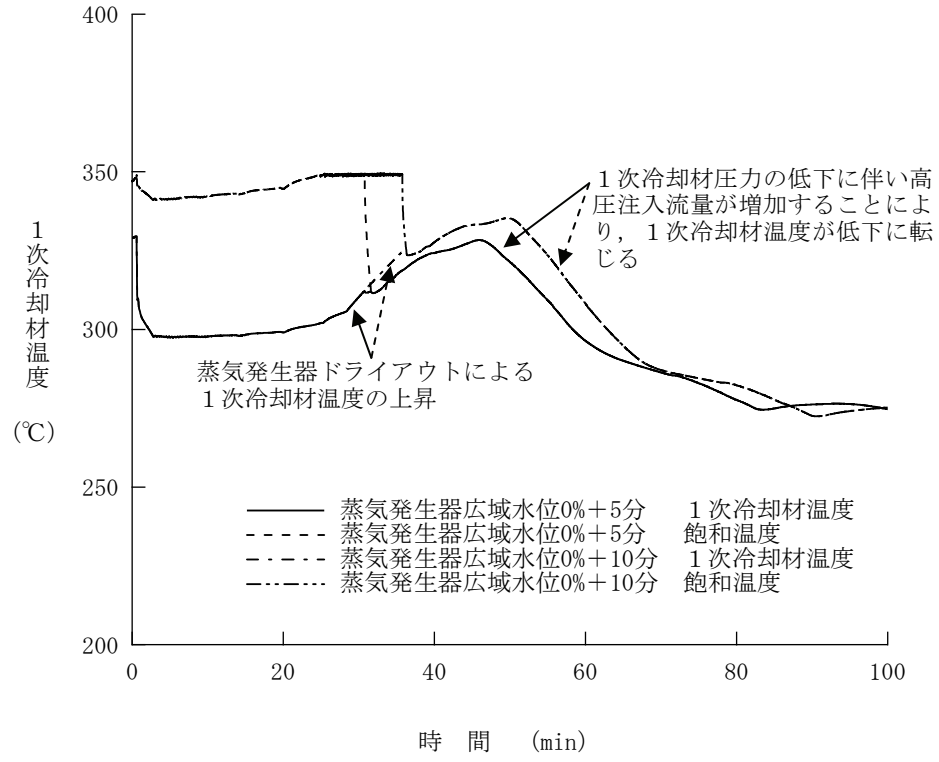
第 7.1.1.26 図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）



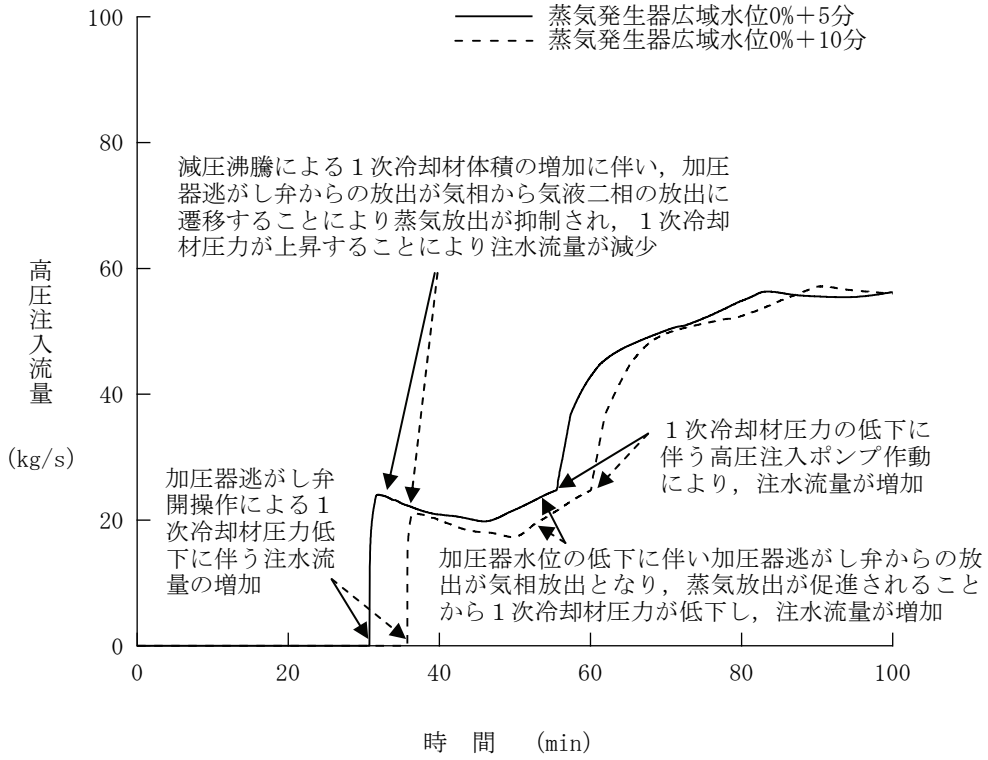
第 7.1.1.27 図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）



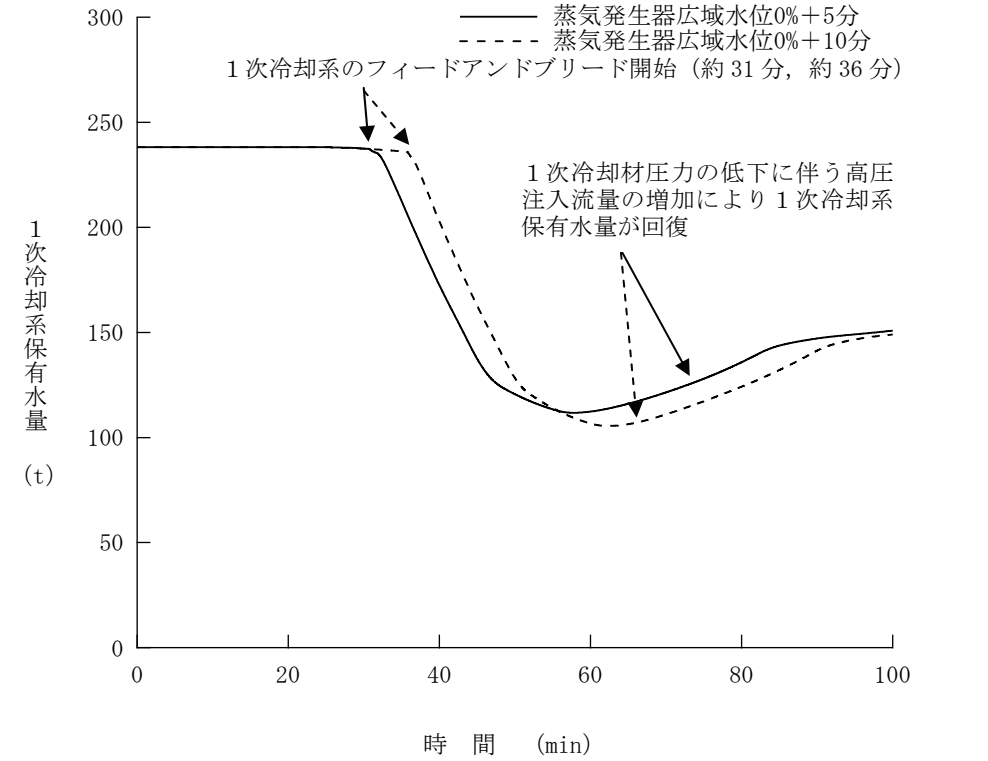
第 7.1.1.28 図　１次冷却材圧力の推移（開始が遅くなる場合）



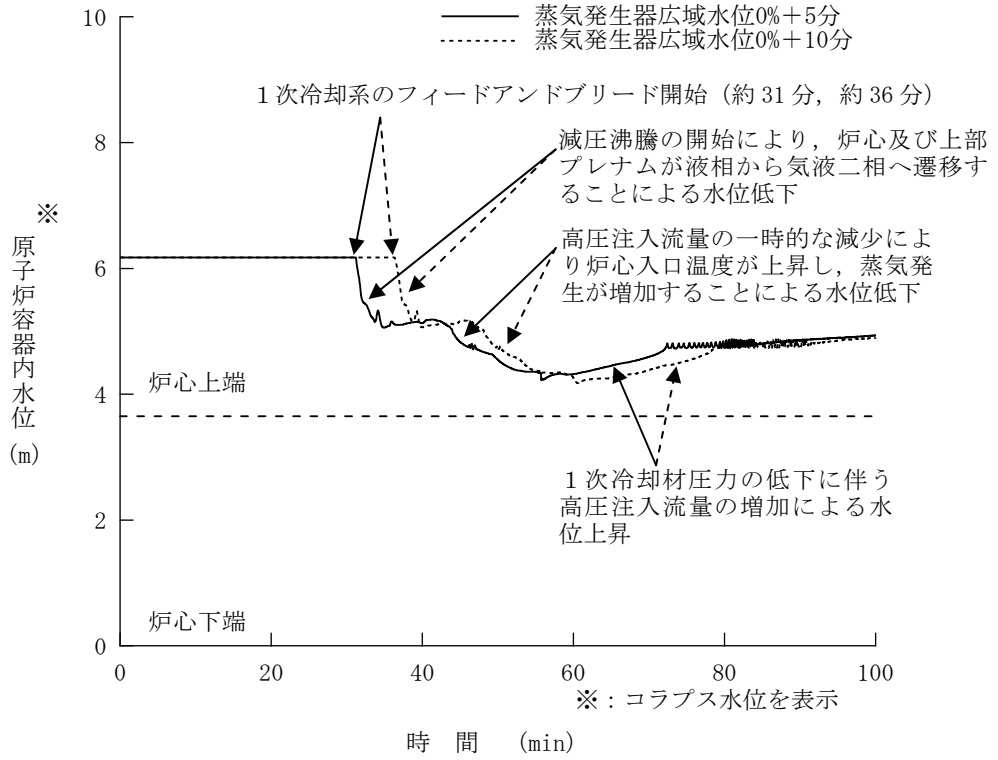
第 7.1.1.29 図　１次冷却材温度の推移（開始が遅くなる場合）



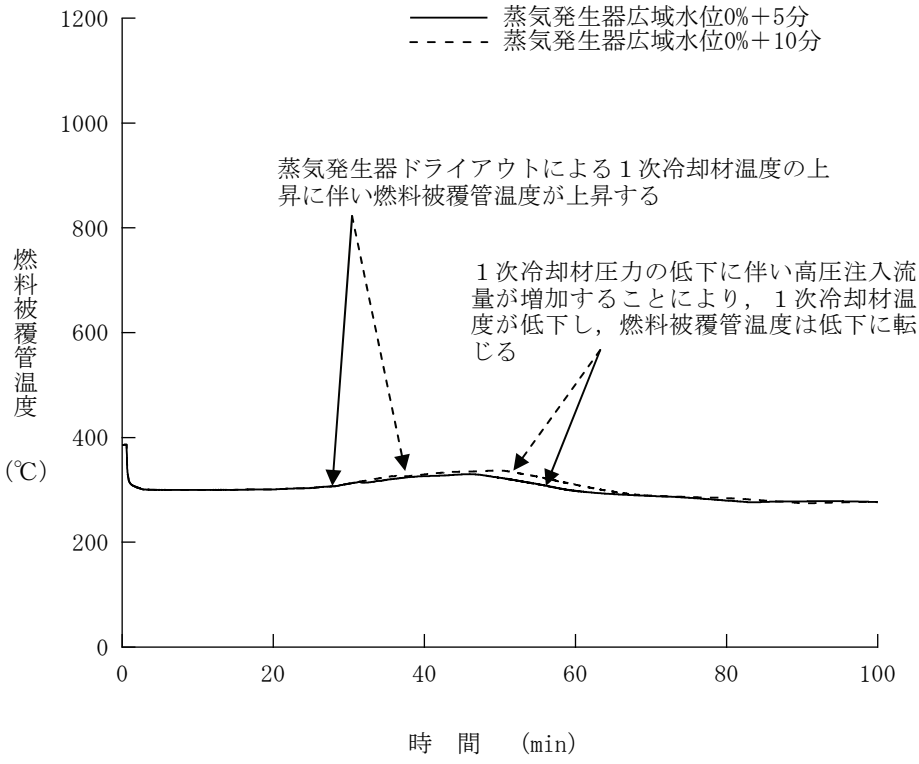
第 7.1.1.30 図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）



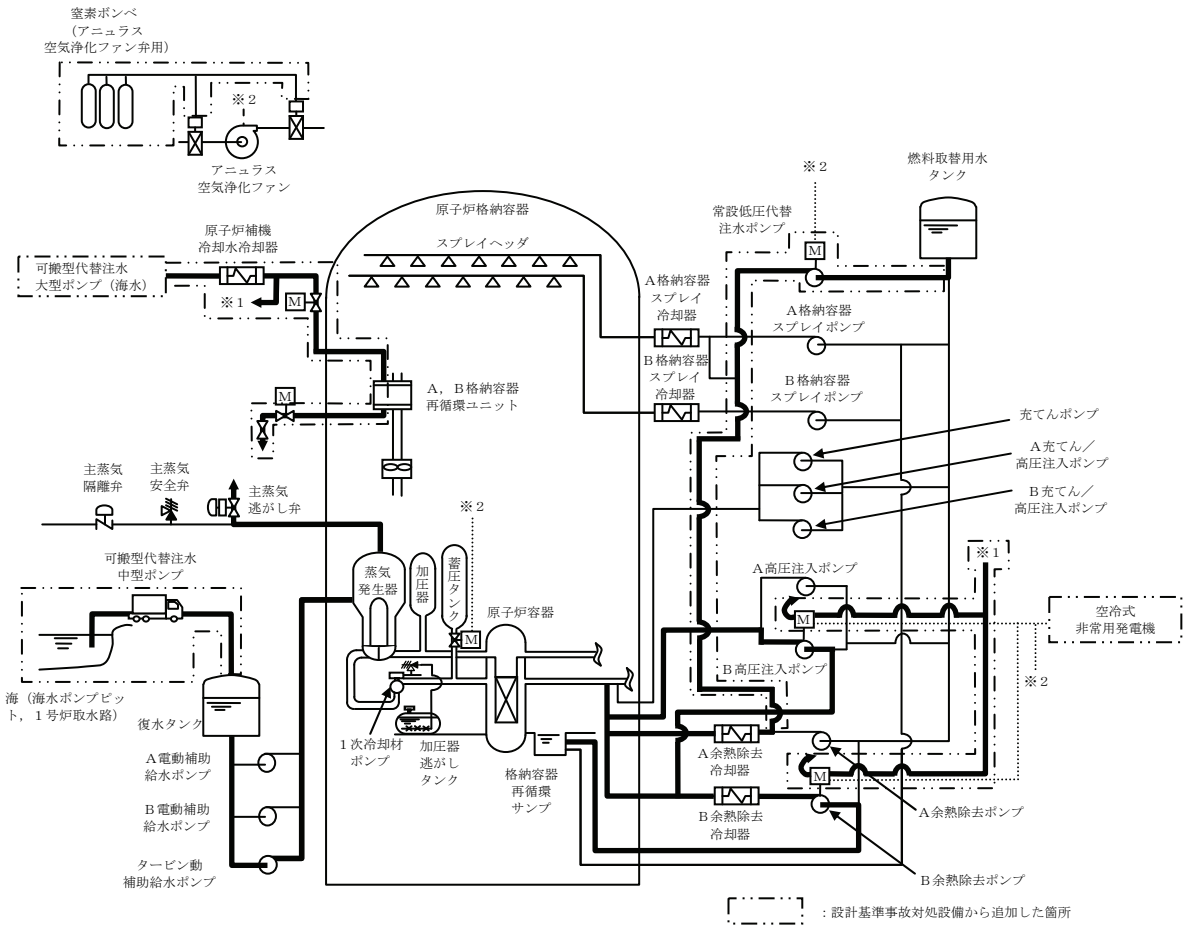
第 7.1.1.31 図　１次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）



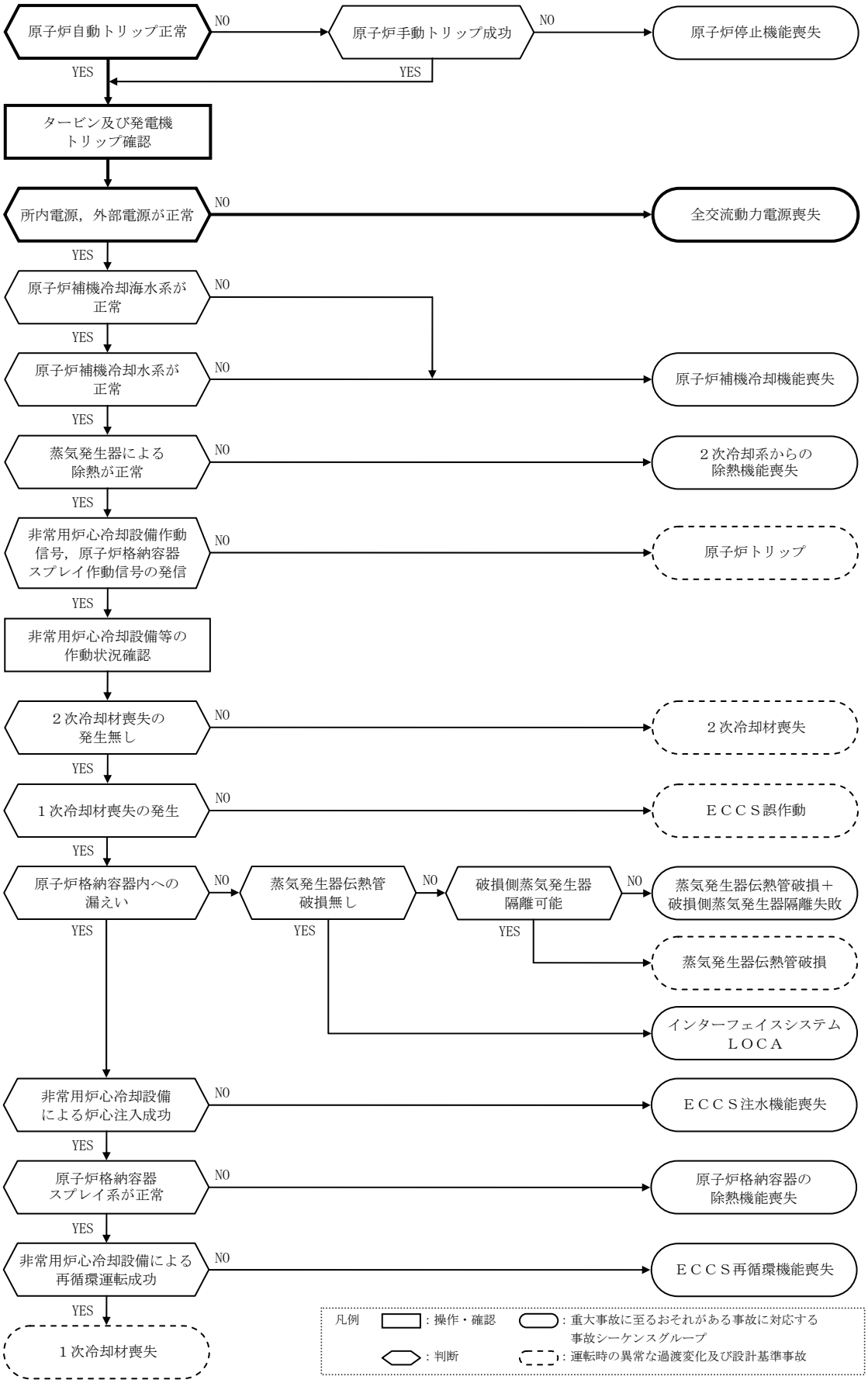
第 7.1.1.32 図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）



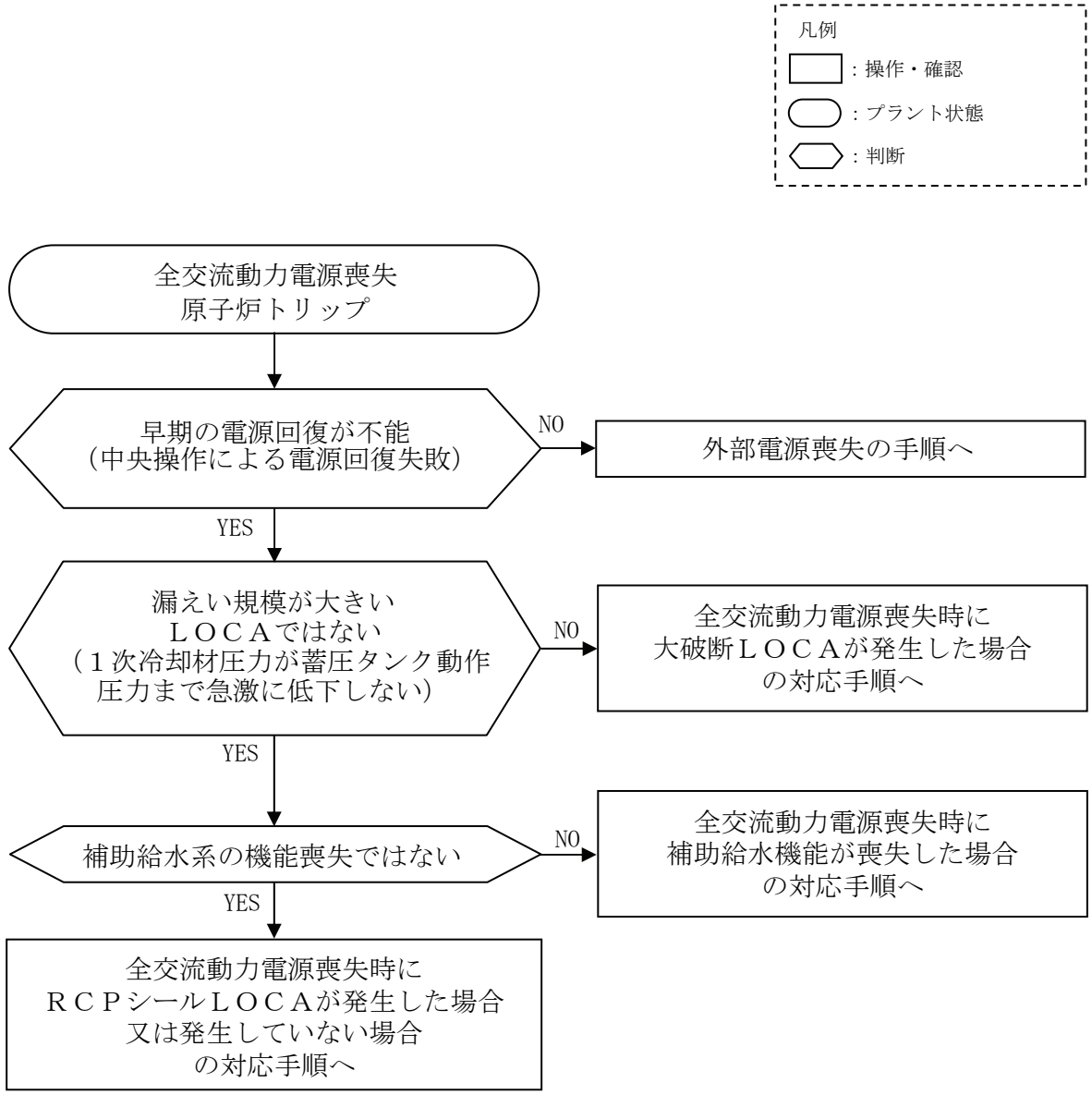
第 7.1.1.33 図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）



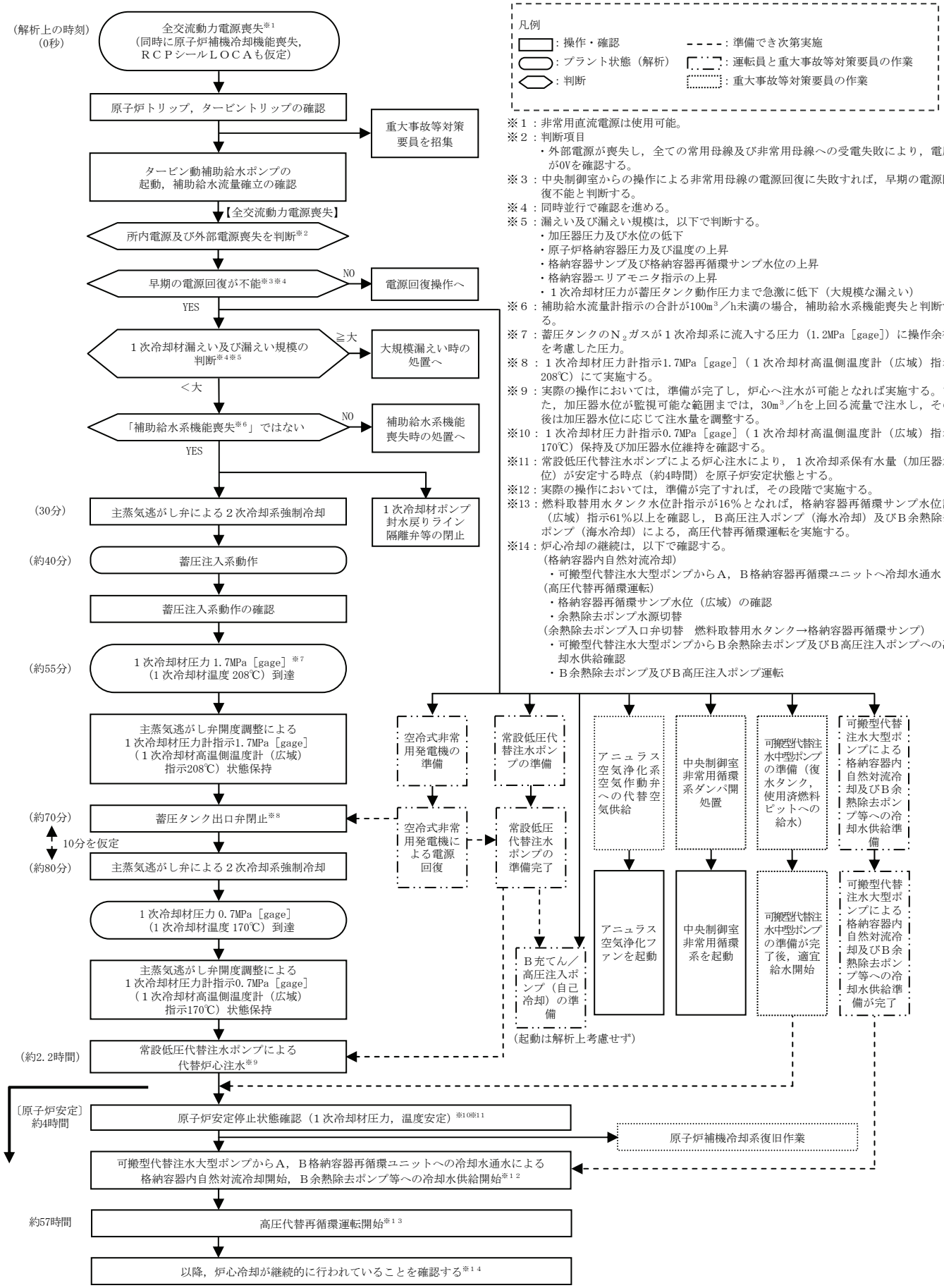
第 7.1.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



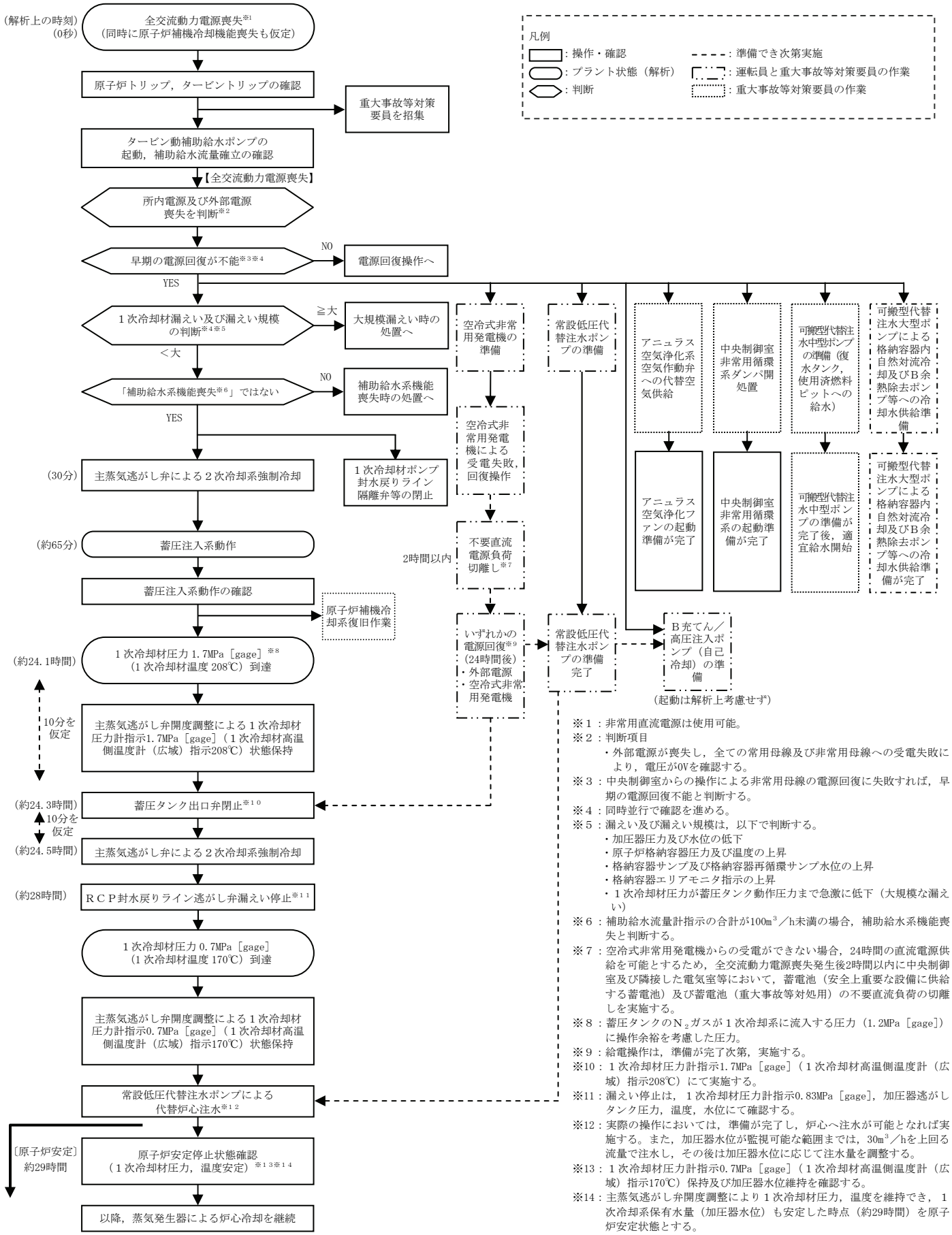
第 7.1.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）



第 7.1.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（初期対応手順）

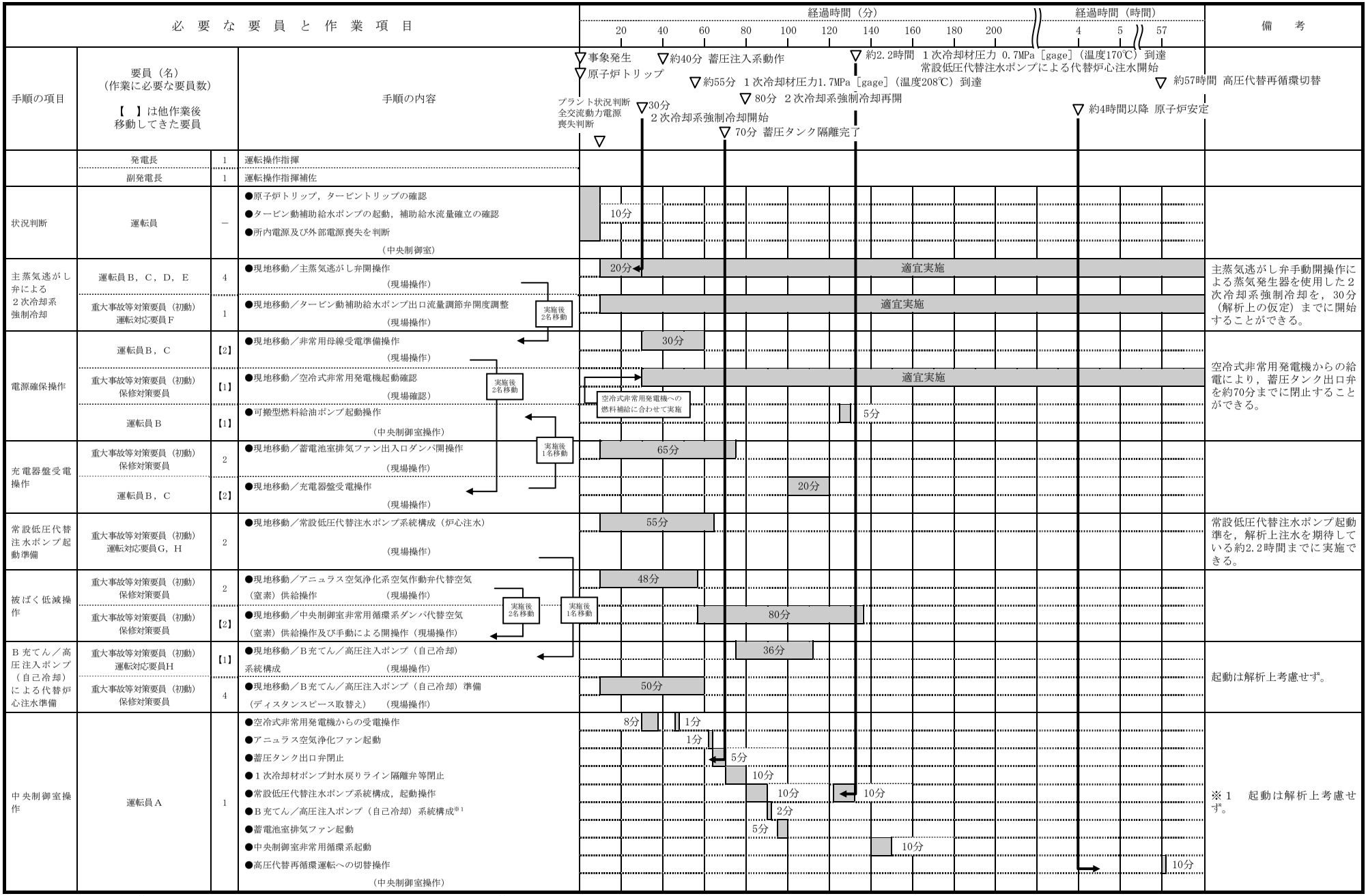


第 7.1.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の事象進展）



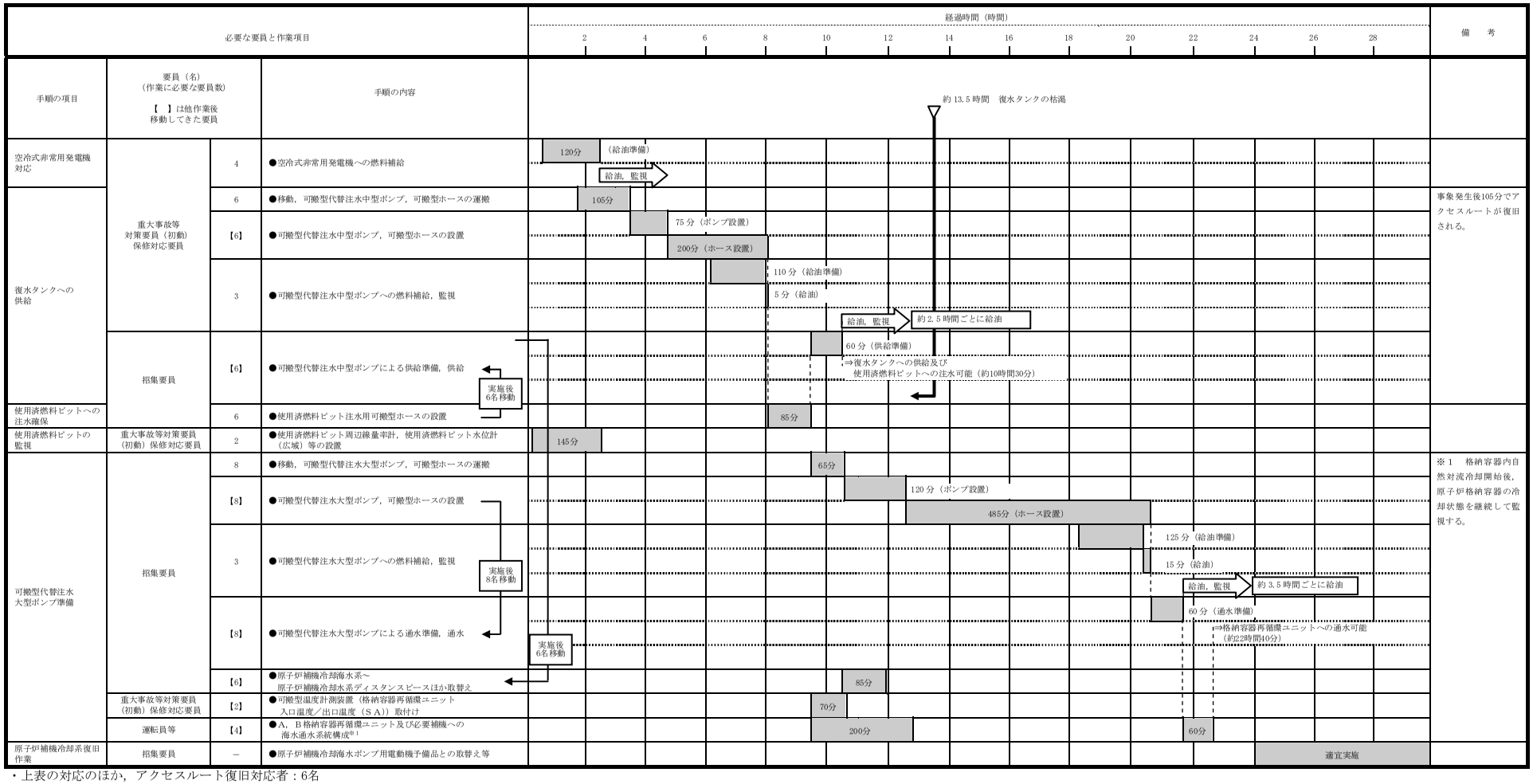
※１：非常用直流電源は使用可能。
※２：判断項目
・外部電源が喪失し，全ての常用母線及び非常用母線への受電失敗により，電圧が0Vを確認する。
※３：中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗すれば，早期の電源回復不能と判断する。
※４：同時並行で確認を進める。
※５：漏えい及び漏えい規模は，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
・１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下（大規模な漏えい）
※６：補助給水流量計指示の合計が100m^3／h未満の場合，補助給水系機能喪失と判断する。
※７：空冷式非常用発電機からの受電ができない場合，24時間の直流電源供給を可能とするため，全交流動力電源喪失発生後2時間以内に中央制御室及び隣接した電気室等において，蓄電池（安全上重要な設備に供給する蓄電池）及び蓄電池（重大事故等対処用）の不要直流負荷の切離しを実施する。
※８：蓄圧タンクのN_2ガスが１次冷却系に流入する圧力（1.2MPa［gage］）に操作余裕を考慮した圧力。
※９：給電操作は，準備が完了次第，実施する。
※10：１次冷却材圧力計指示1.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）にて実施する。
※11：漏えい停止は，１次冷却材圧力計指示0.83MPa［gage］，加圧器逃がしタンク圧力，温度，水位にて確認する。
※12：実際の操作においては，準備が完了し，炉心へ注水が可能となれば実施する。また，加圧器水位が監視可能な範囲までは，30m^3／hを上回る流量で注水し，その後は加圧器水位に応じて注水量を調整する。
※13：１次冷却材圧力計指示0.7MPa［gage］（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）保持及び加圧器水位維持を確認する。
※14：主蒸気逃がし弁開度調整により１次冷却材圧力，温度を維持でき，１次冷却系保有水量（加圧器水位）も安定した時点（約29時間）を原子炉安定状態とする。

第 7.1.2.5 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）



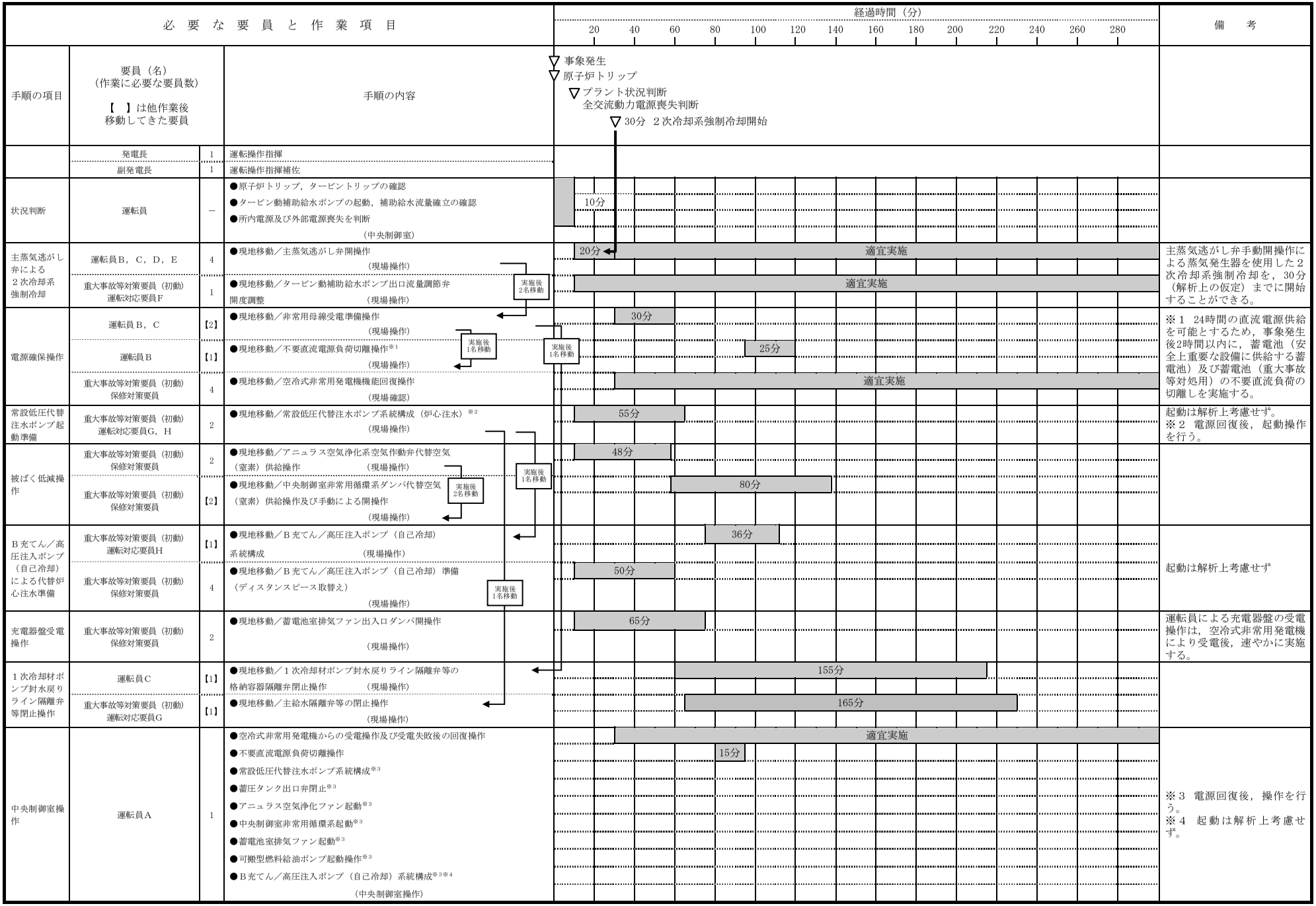
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第 7.1.2.6 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故）（1／2）



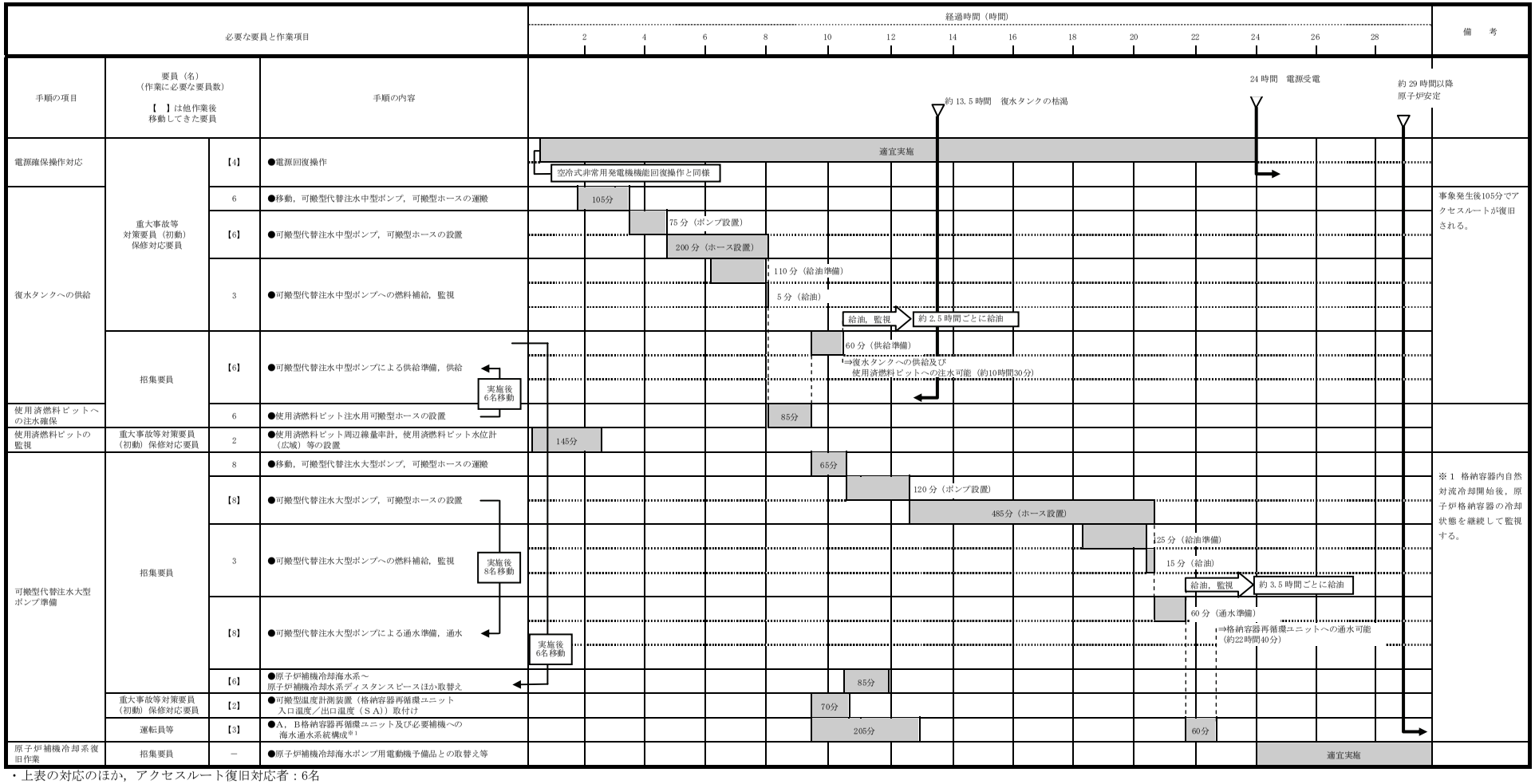
・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが，準備でき次第実施する。

第7.1.2.6図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故）（2／2）



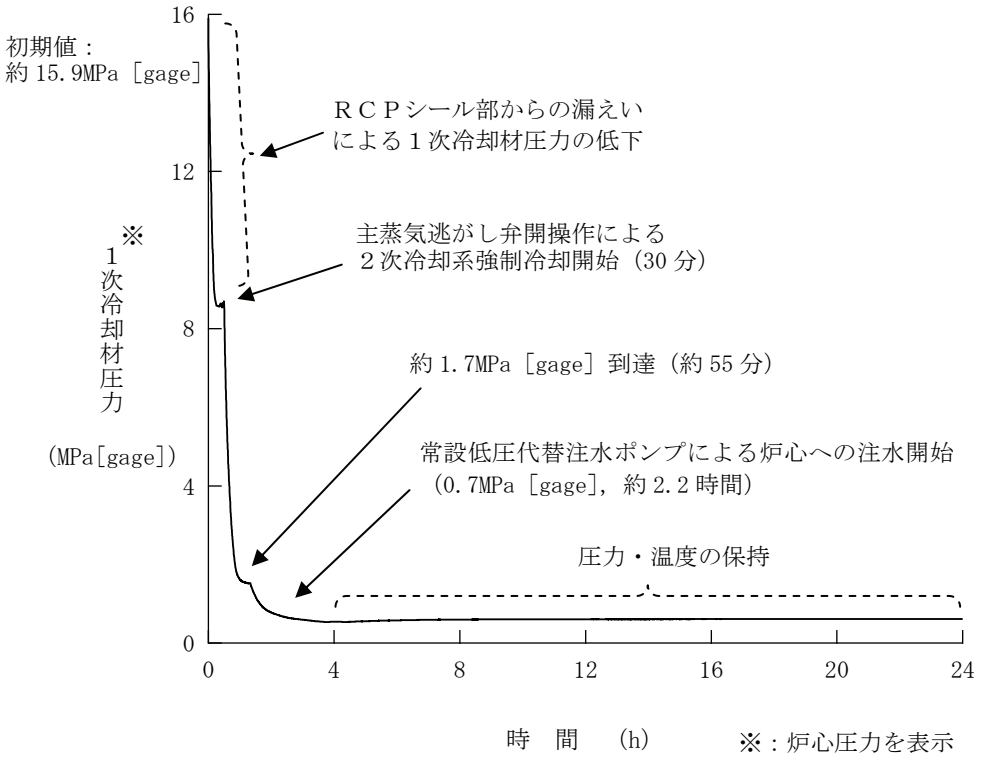
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員４名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員３名にて放射線管理業務を行う。

第 7.1.2.7 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（1／2）

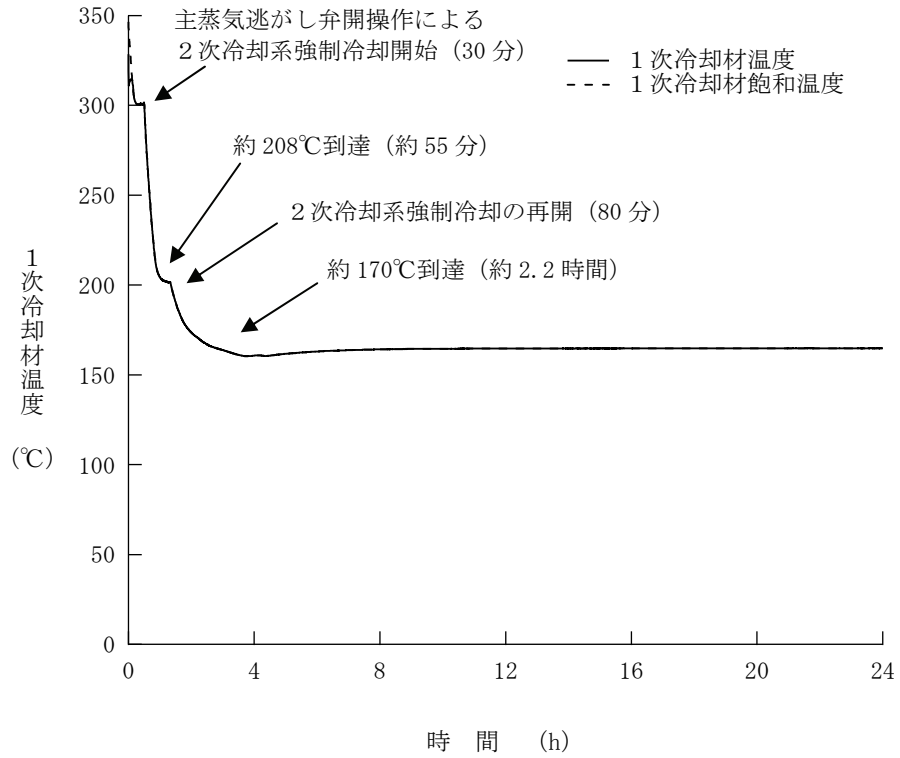


・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが，準備でき次第実施する。

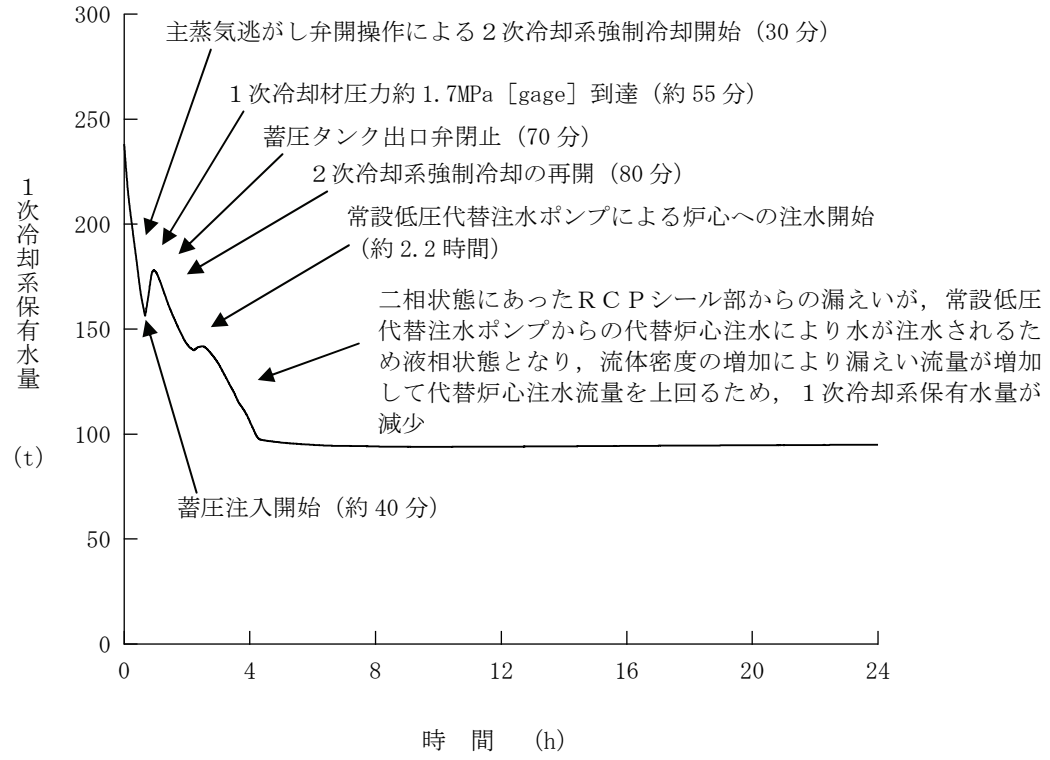
第7.1.2.7図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（2／2）



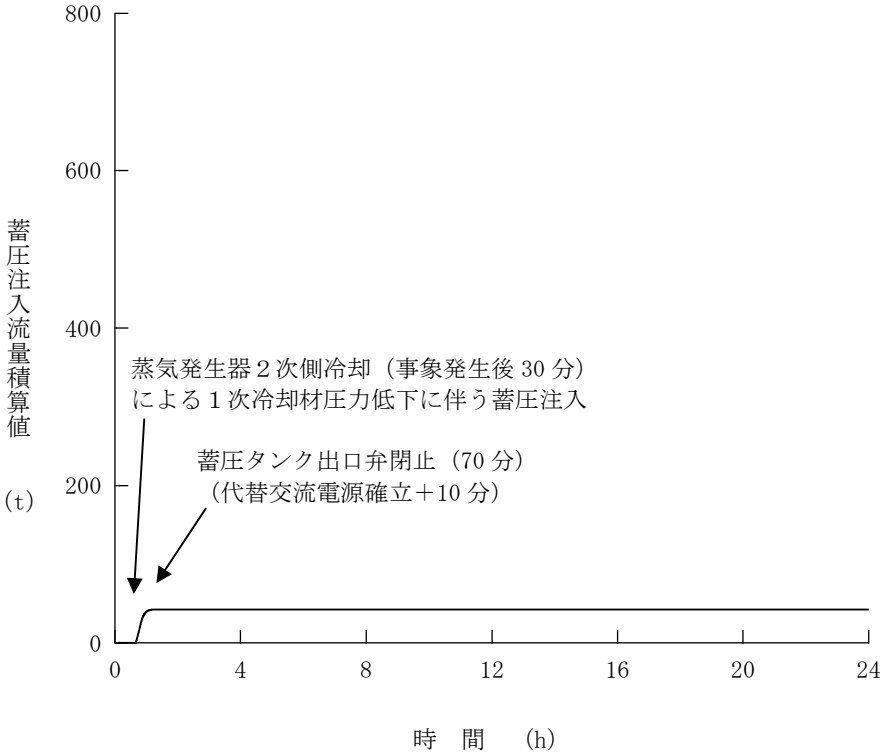
第 7.1.2.8 図　１次冷却材圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



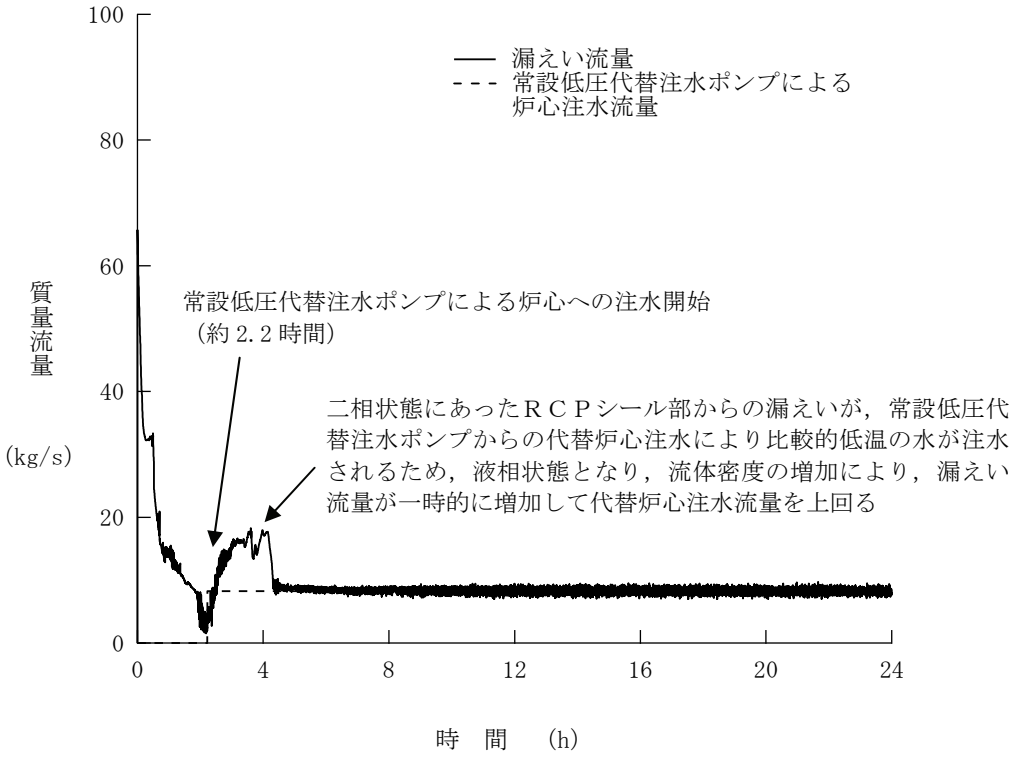
第 7.1.2.9 図　１次冷却材温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



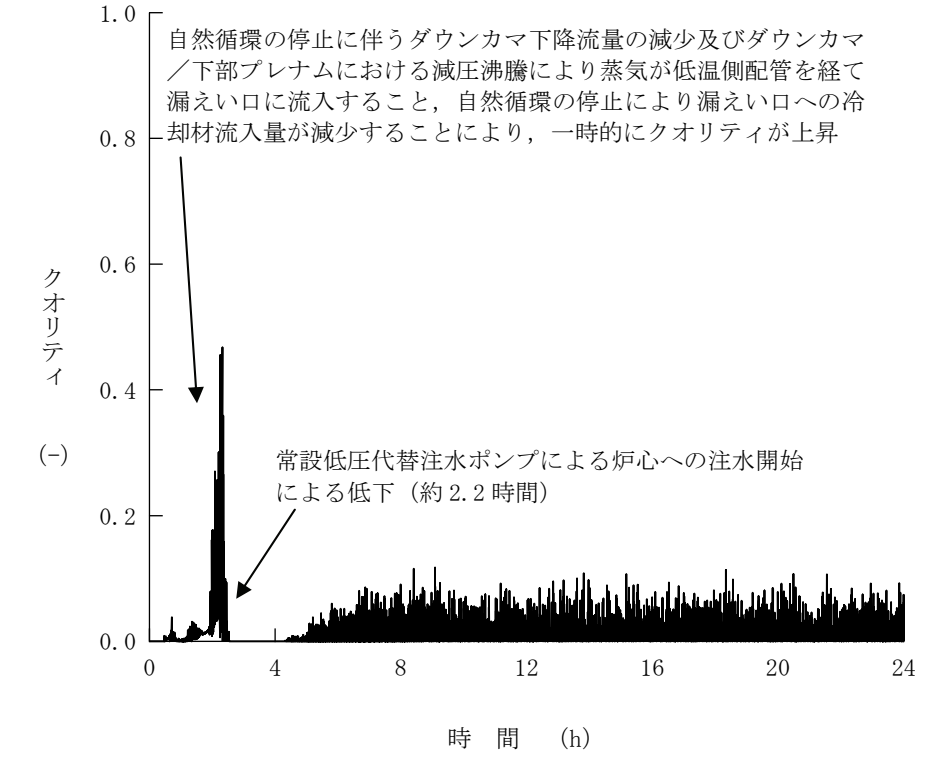
第 7.1.2.10 図　１次冷却系保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



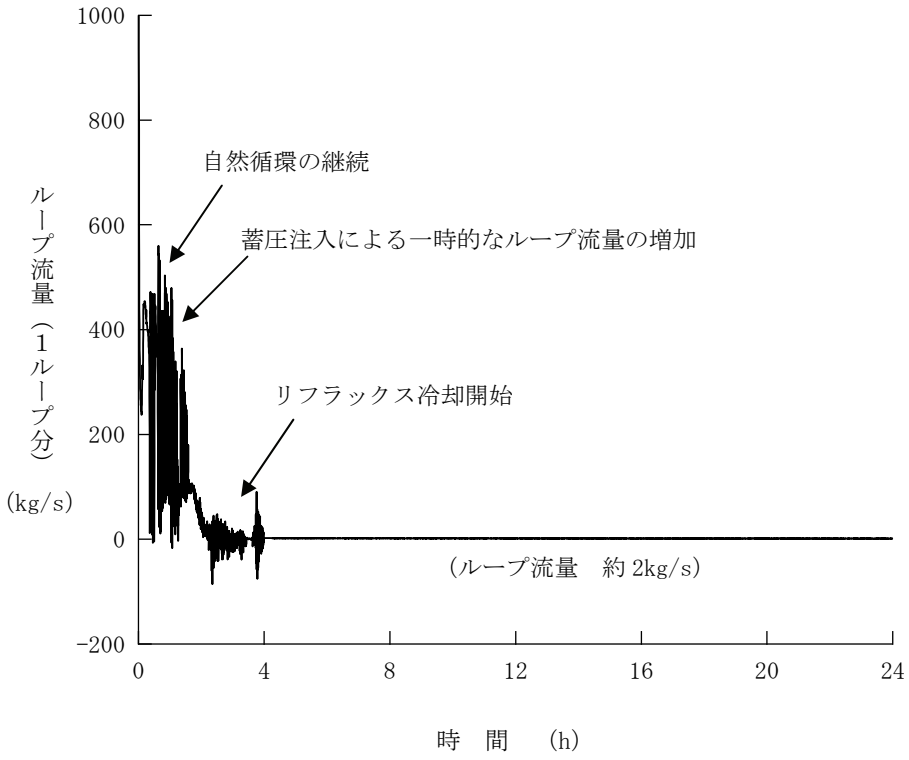
第 7.1.2.11 図　蓄圧注入流量積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



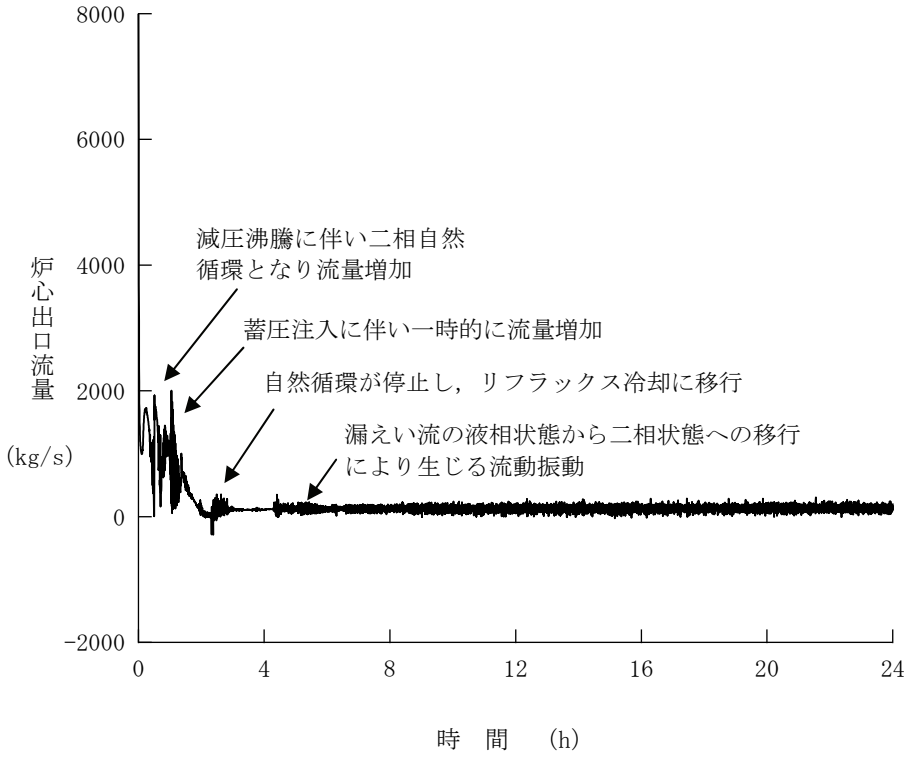
第 7.1.2.12 図　漏えい流量と注水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



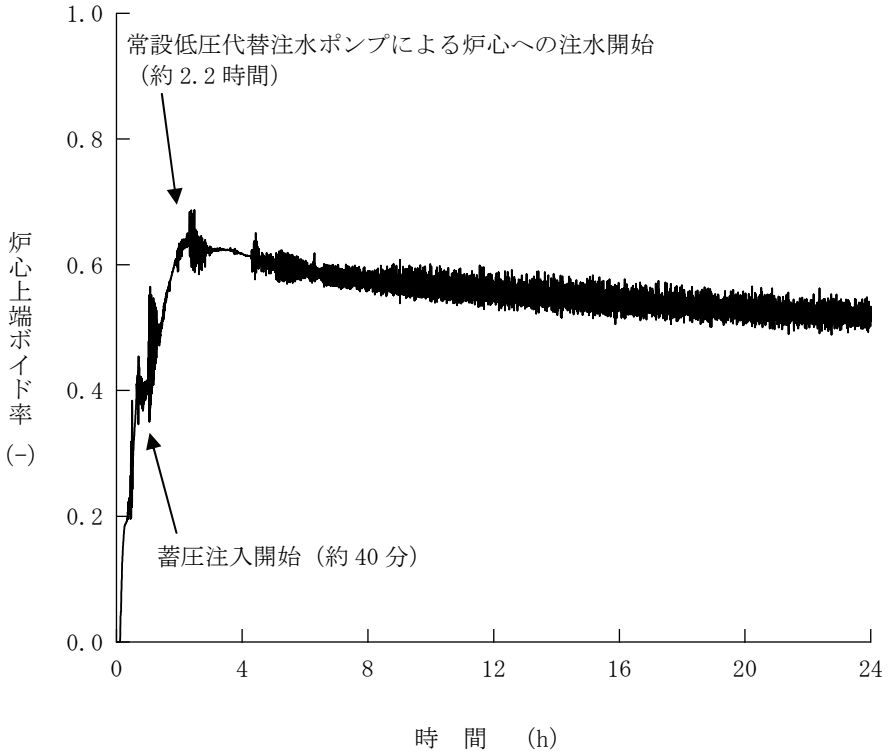
第 7.1.2.13 図　ＲＣＰシール部からの漏えいのクオリティの推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



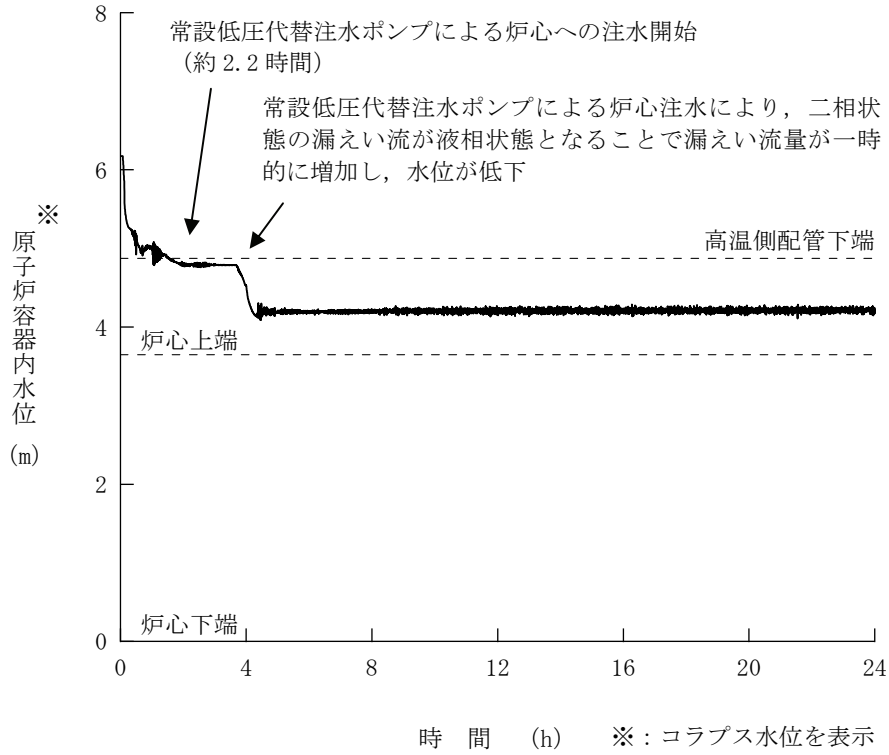
第 7.1.2.14 図　１次冷却材流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



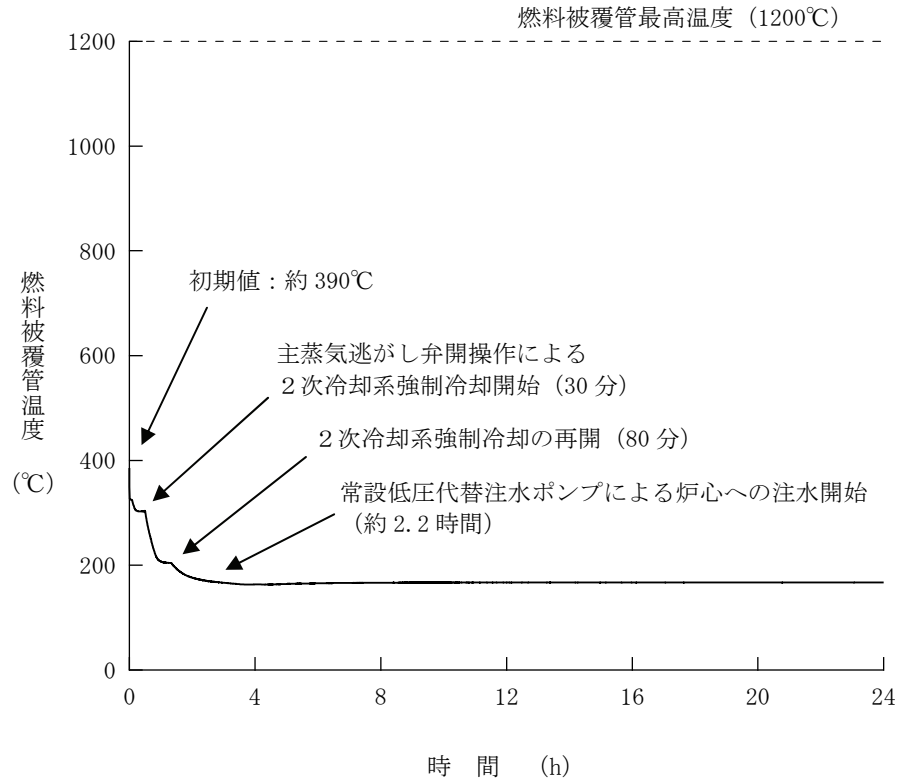
第 7.1.2.15 図　炉心出口流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



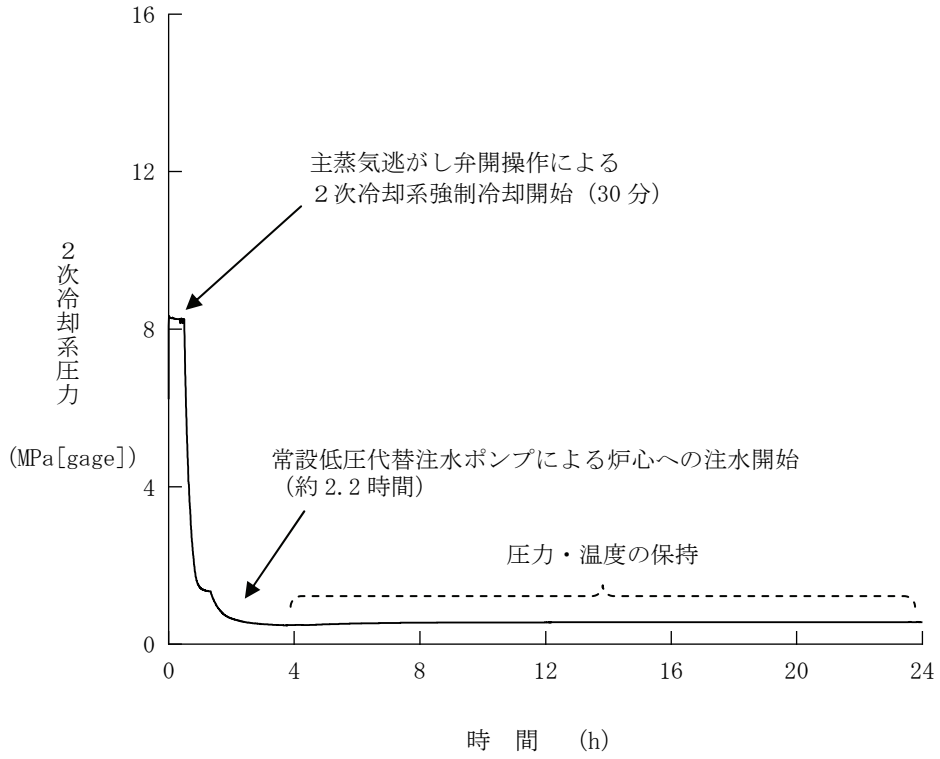
第 7.1.2.16 図　炉心上端ボイド率の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



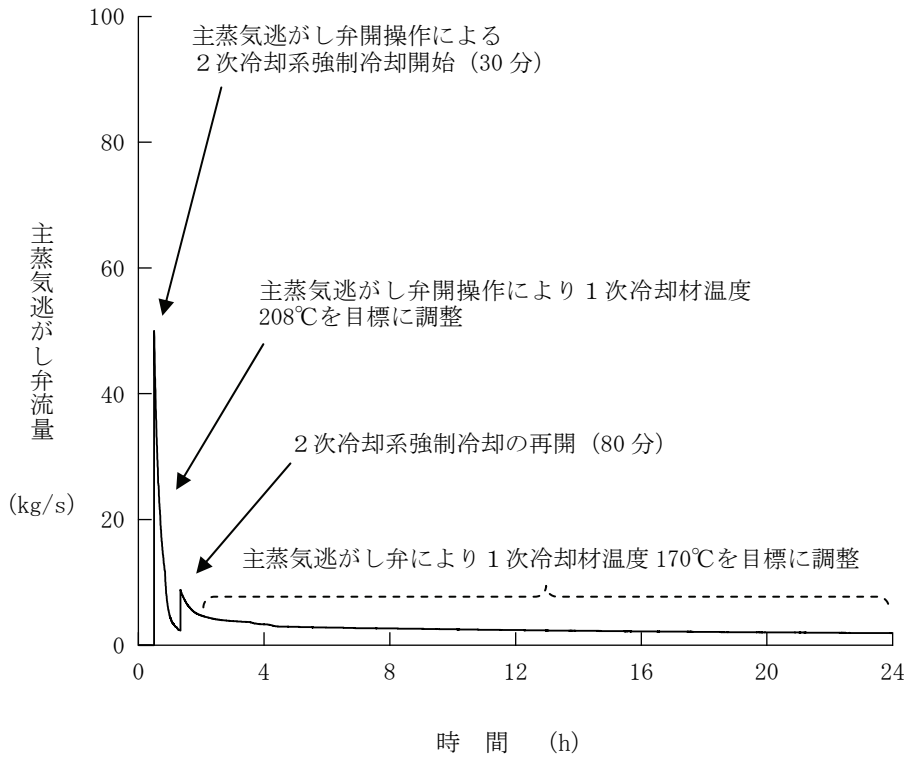
第 7.1.2.17 図　原子炉容器内水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



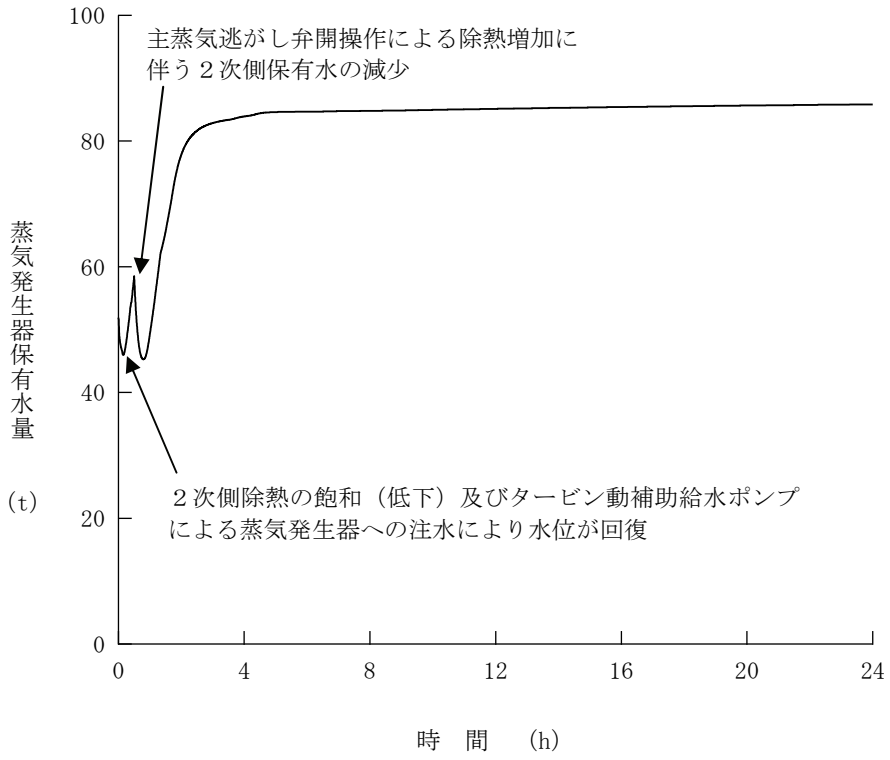
第 7.1.2.18 図　燃料被覆管温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



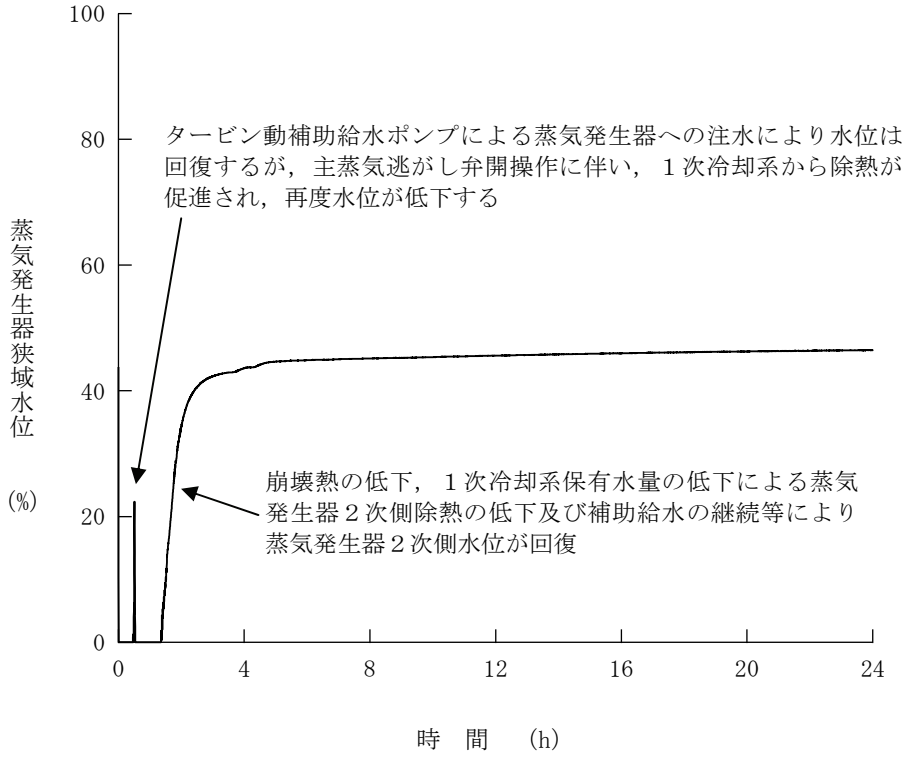
第 7.1.2.19 図　２次冷却系圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



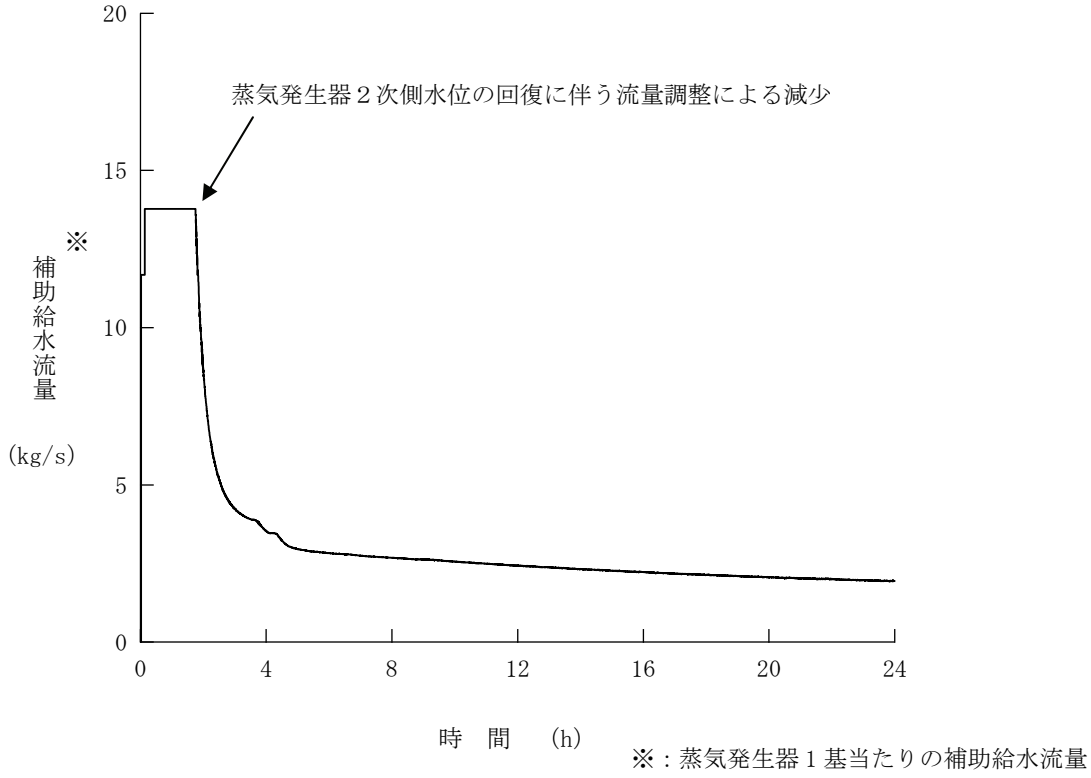
第 7.1.2.20 図　主蒸気逃がし弁流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



第 7.1.2.21 図　蒸気発生器保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）

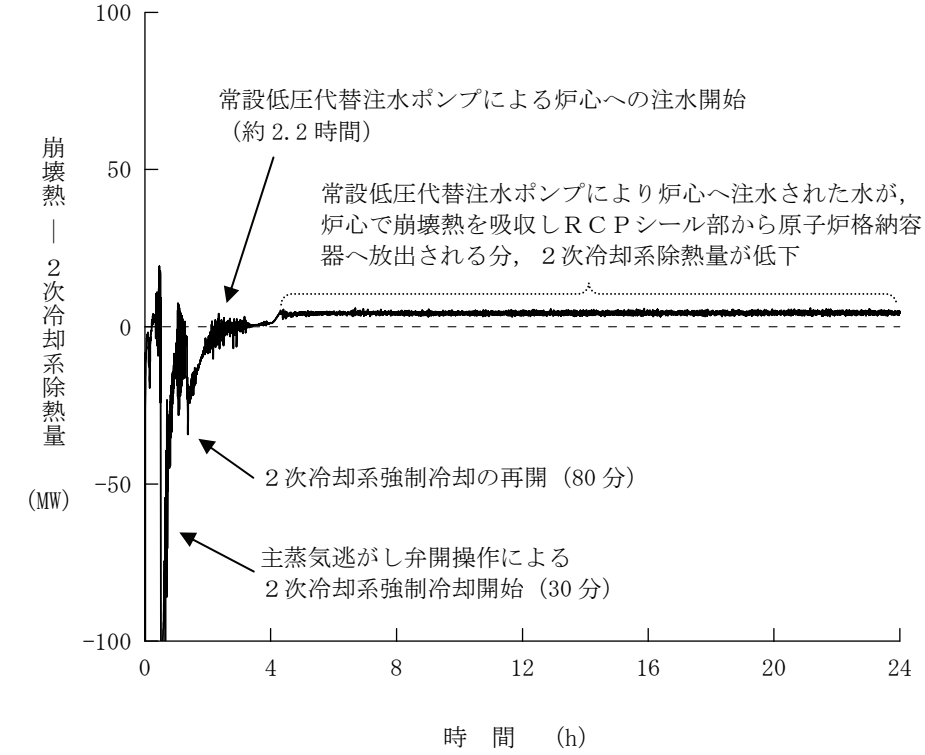


第 7.1.2.22 図　蒸気発生器水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）

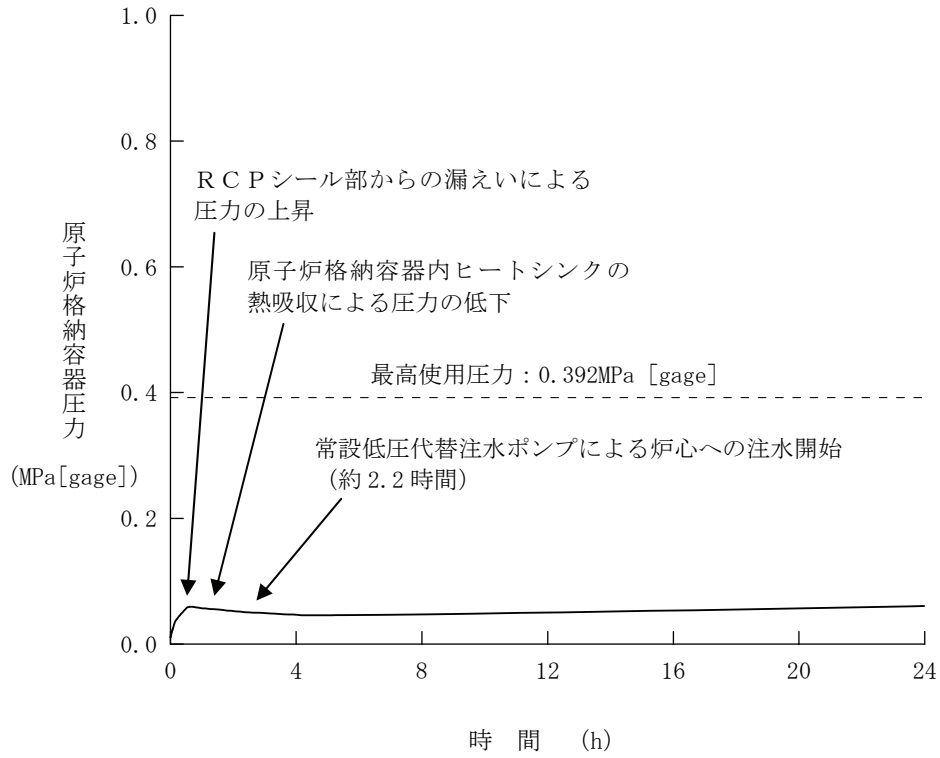


※：蒸気発生器１基当たりの補助給水流量

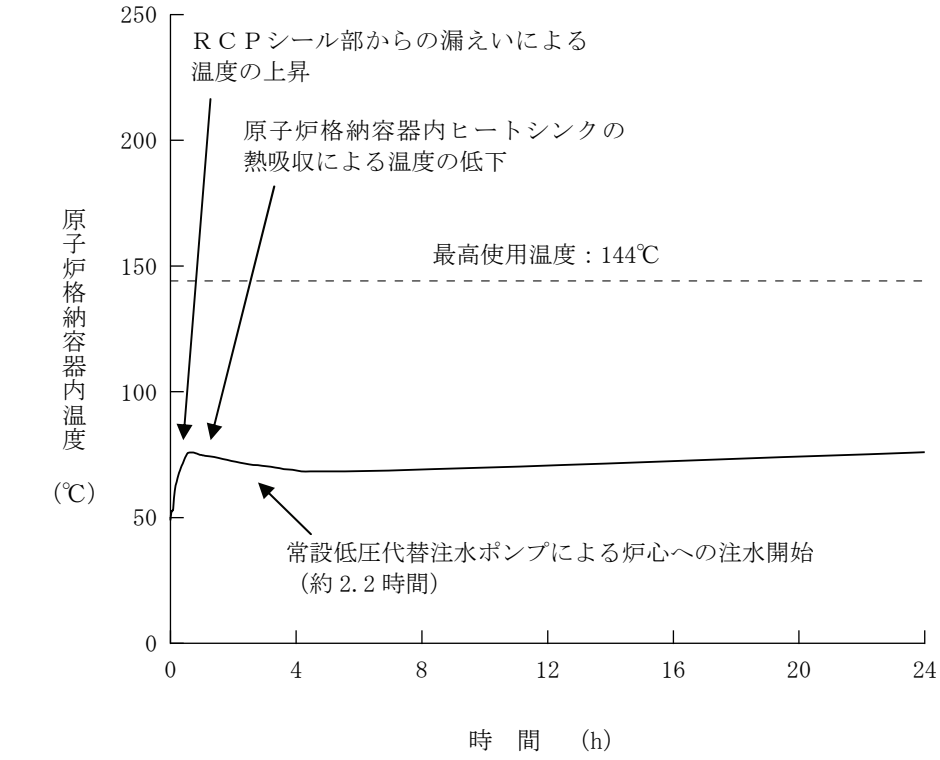
第 7.1.2.23 図　補助給水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



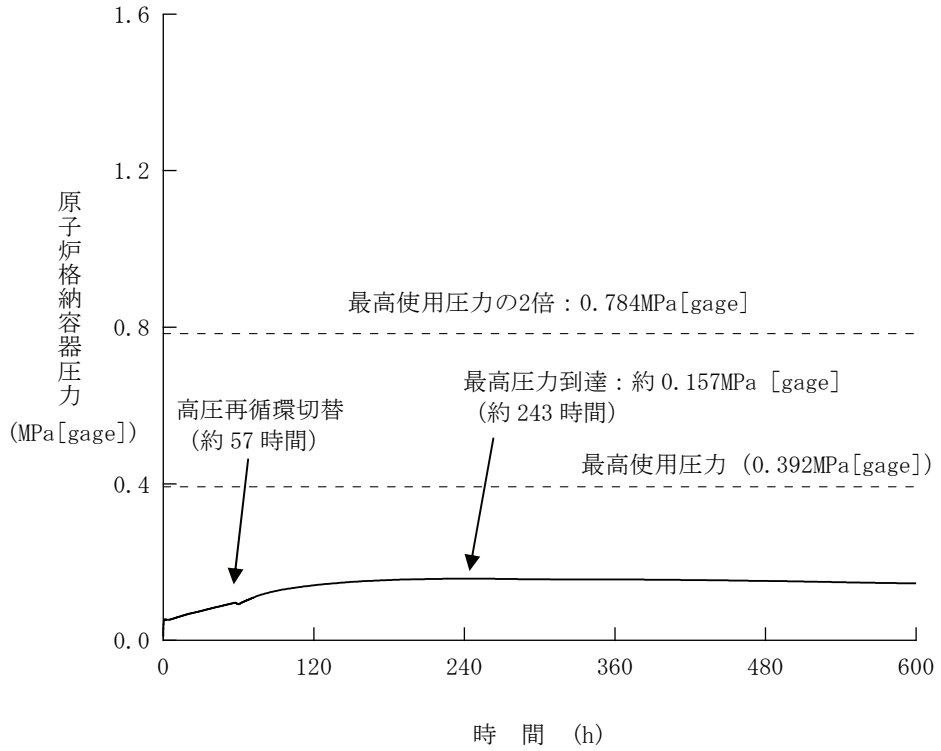
第 7.1.2.24 図　崩壊熱と２次冷却系除熱量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



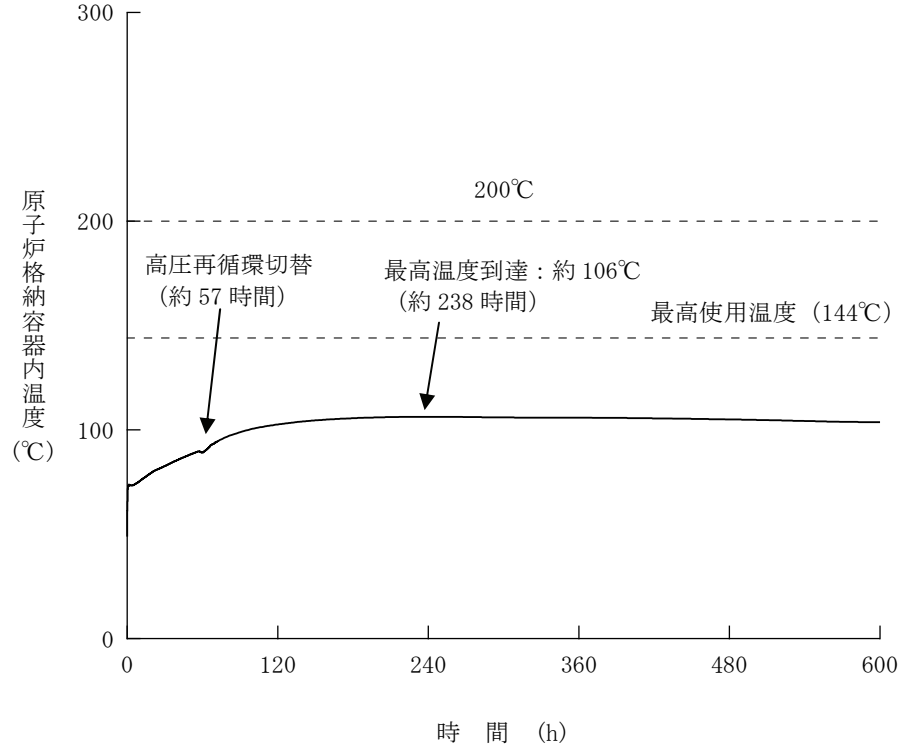
第 7.1.2.25 図　原子炉格納容器圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



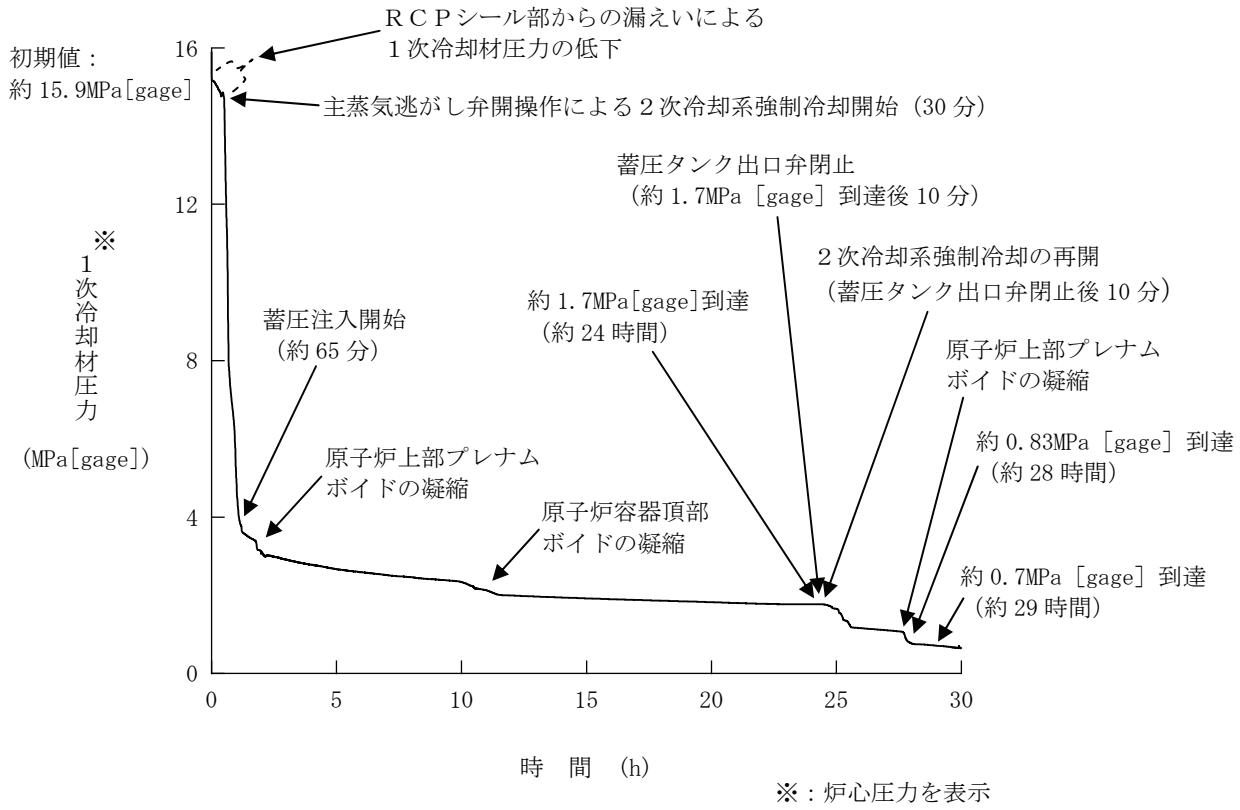
第 7.1.2.26 図　原子炉格納容器内温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



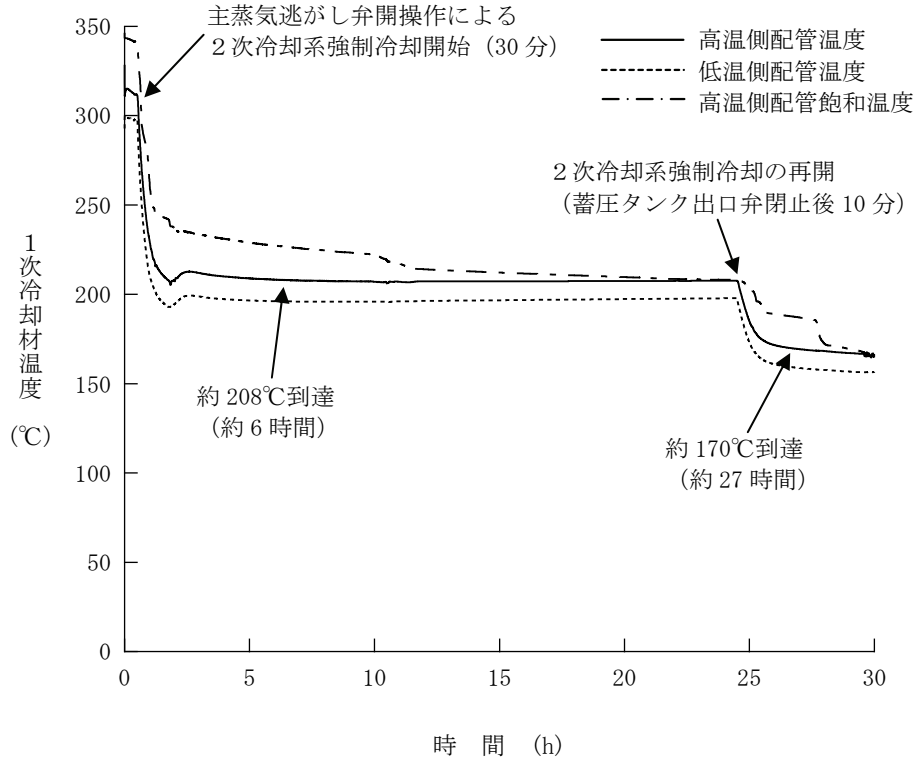
第 7.1.2.27 図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



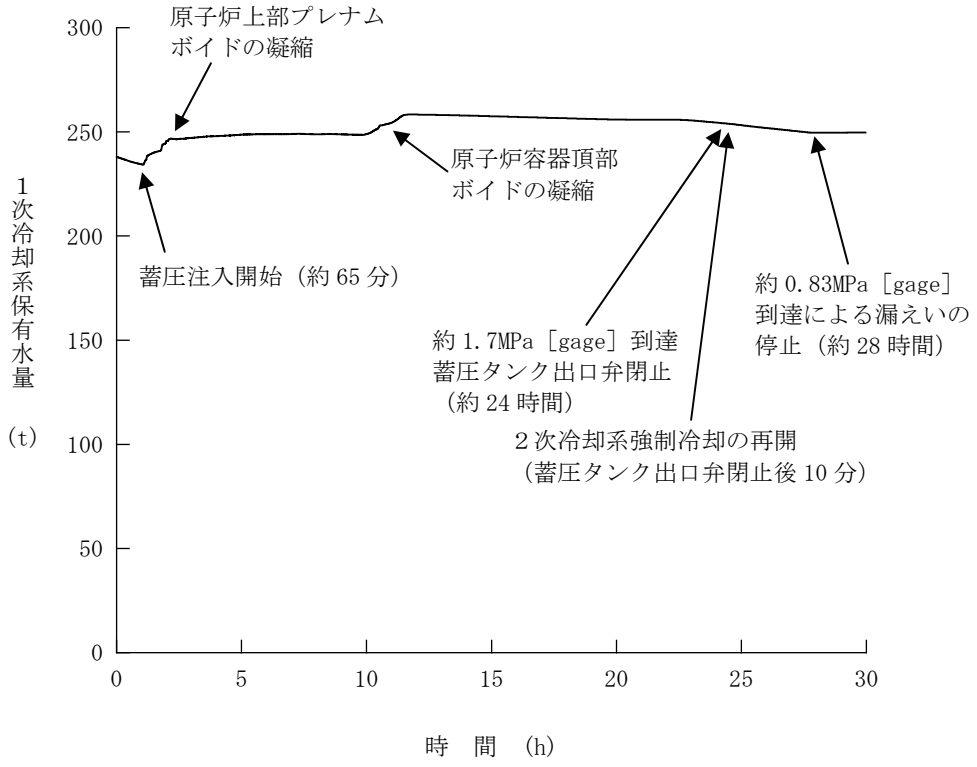
第 7.1.2.28 図　原子炉格納容器内温度の長期間の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



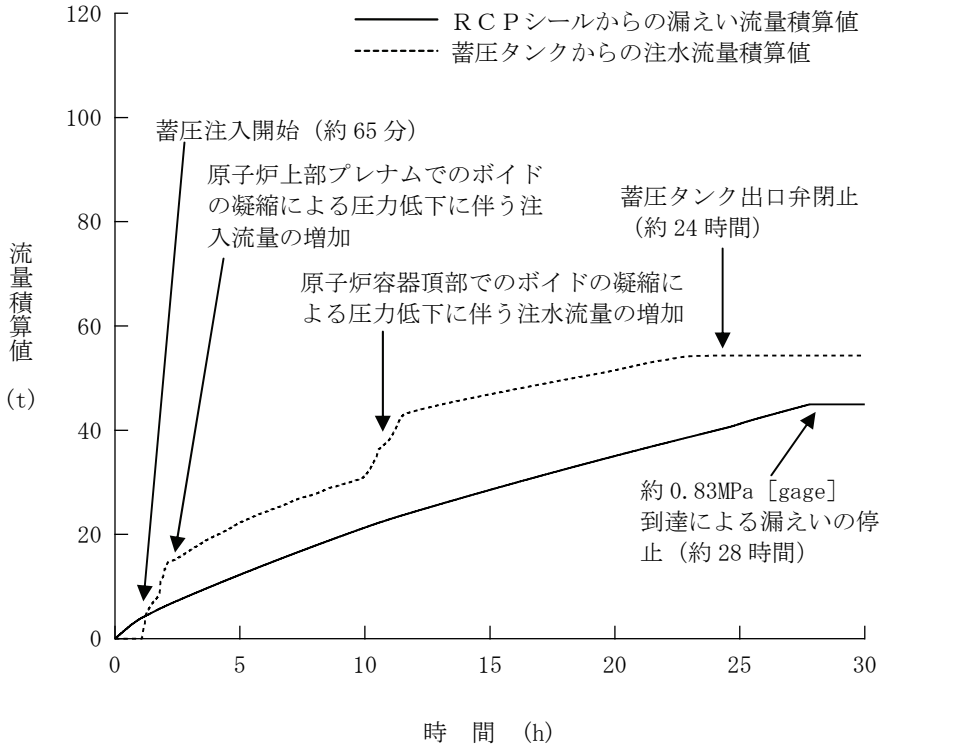
第7.1.2.29図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



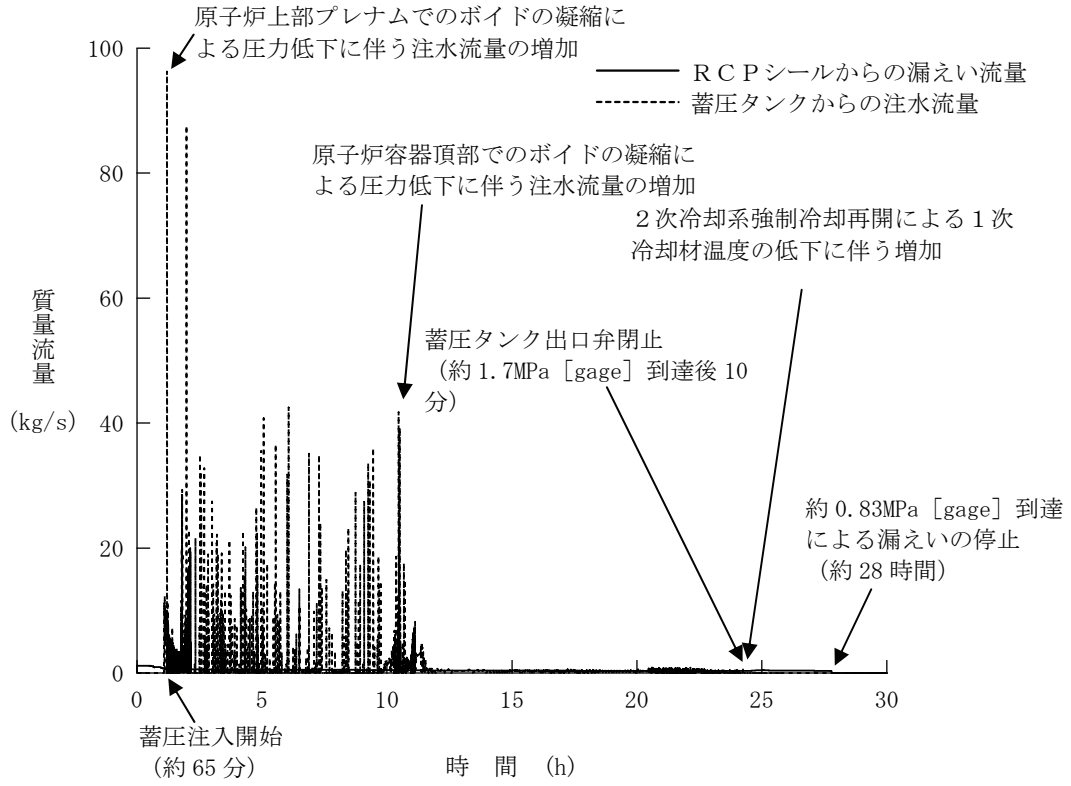
第7.1.2.30図　１次冷却材温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



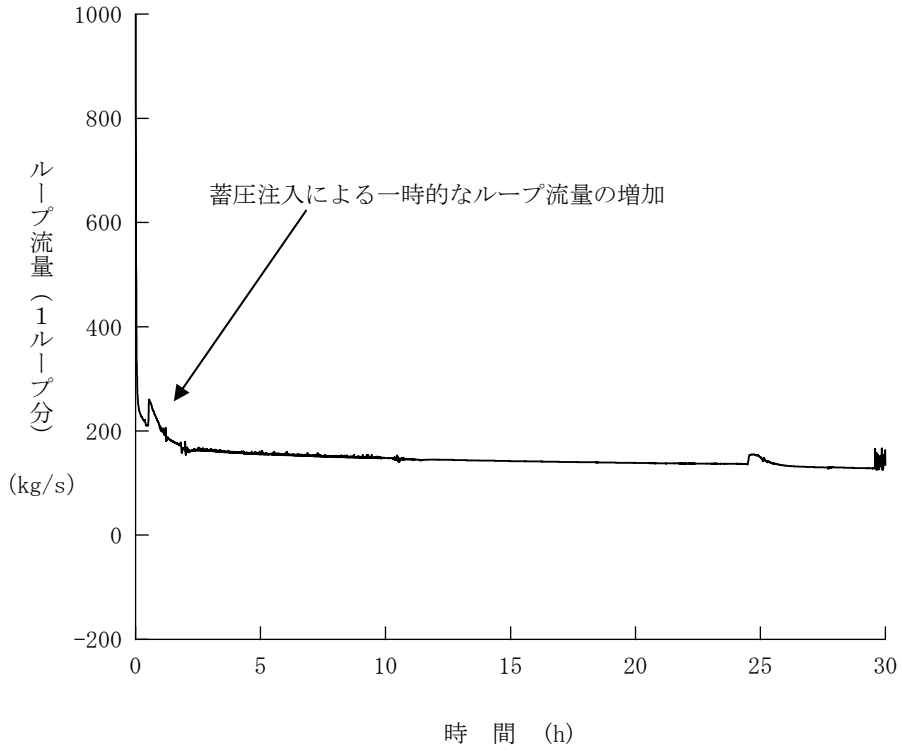
第7.1.2.31図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



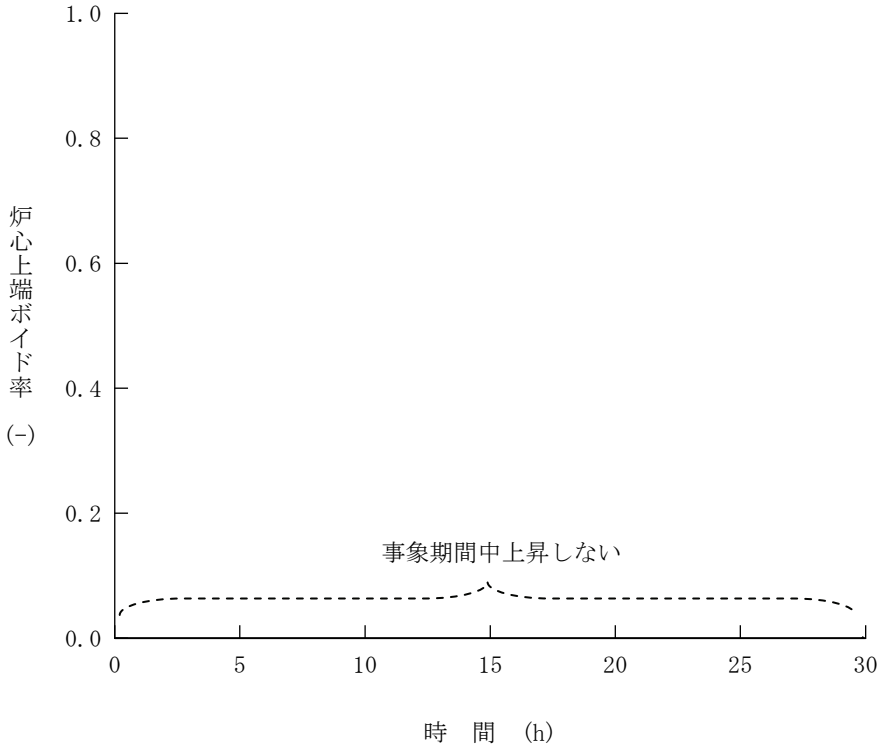
第7.1.2.32図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



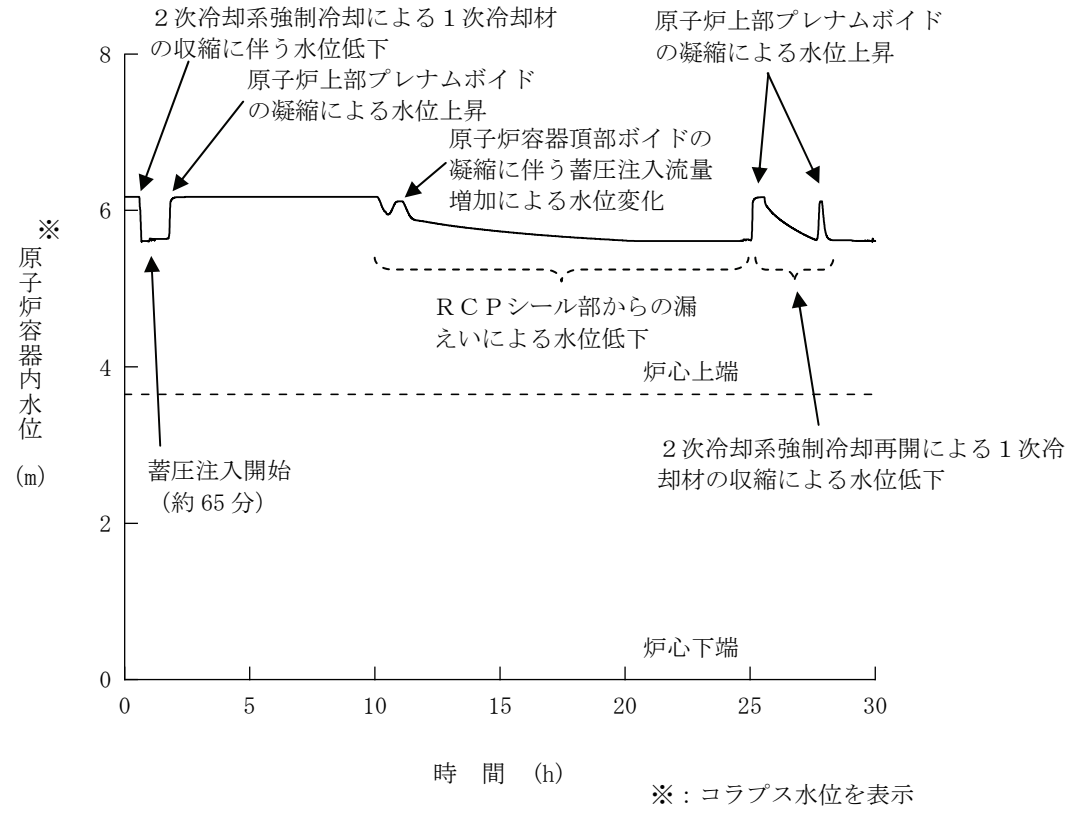
第7.1.2.33図　漏えい流量と注水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



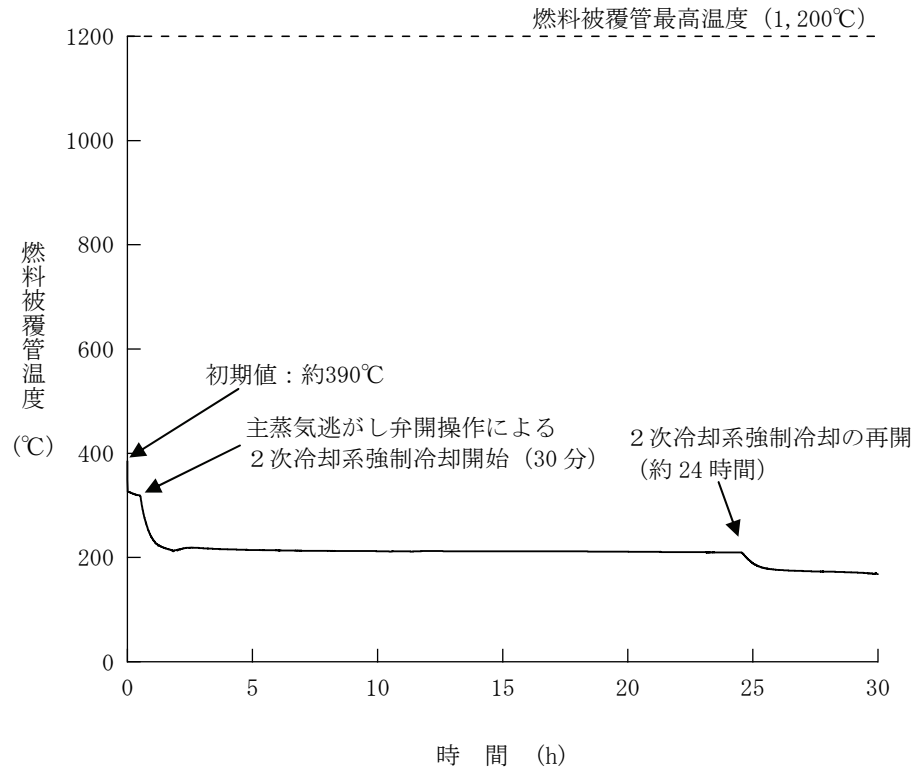
第7.1.2.34図　１次冷却材流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



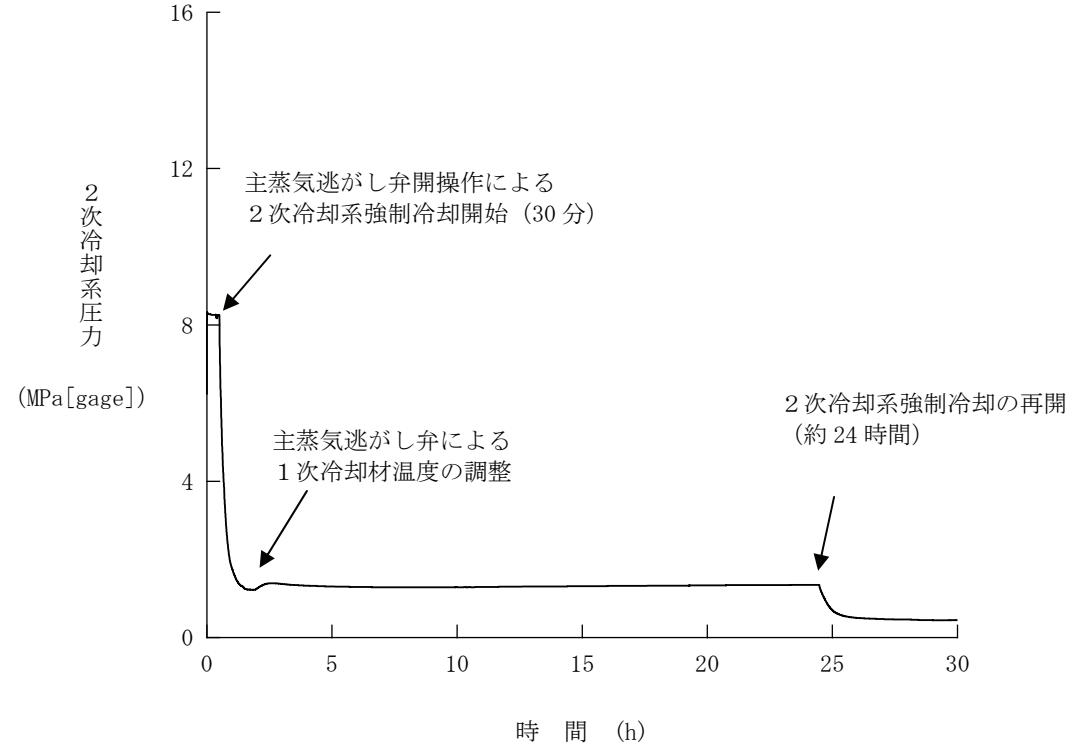
第7.1.2.35図　炉心上端ボイド率の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



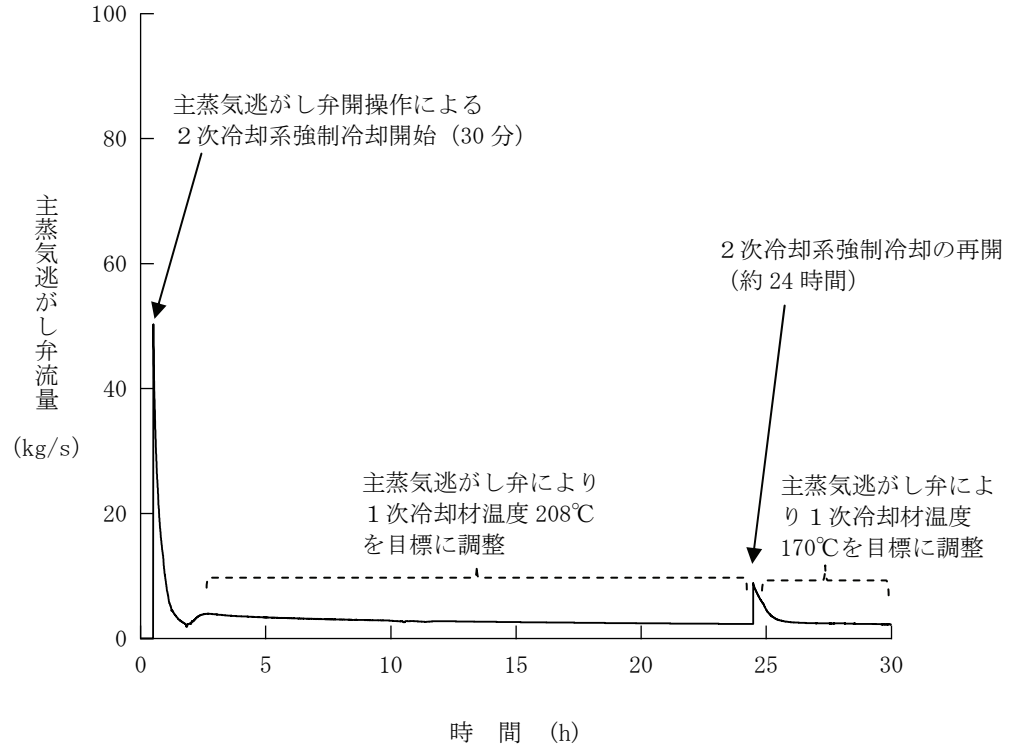
第7.1.2.36図　原子炉容器内水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



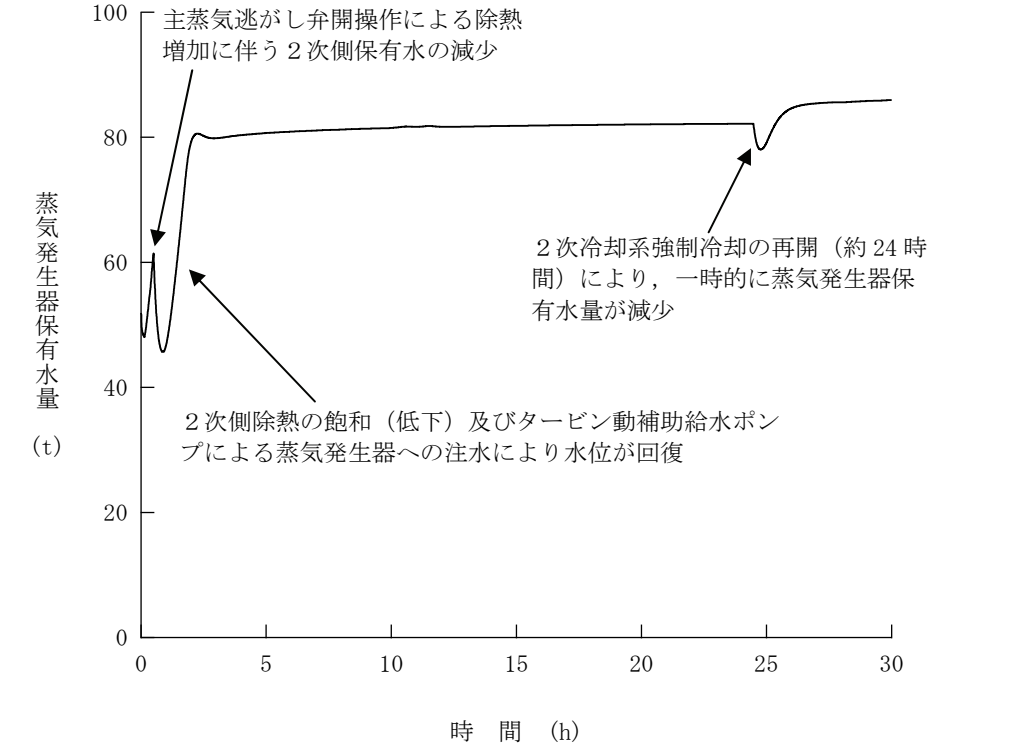
第7.1.2.37図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



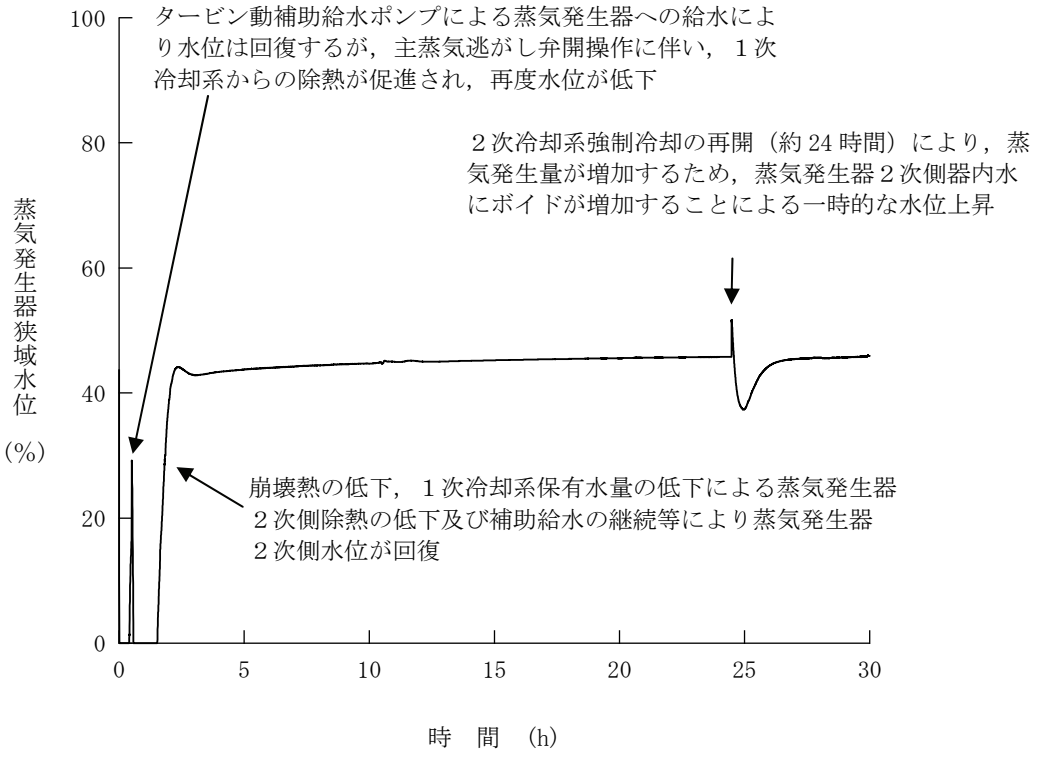
第7.1.2.38図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



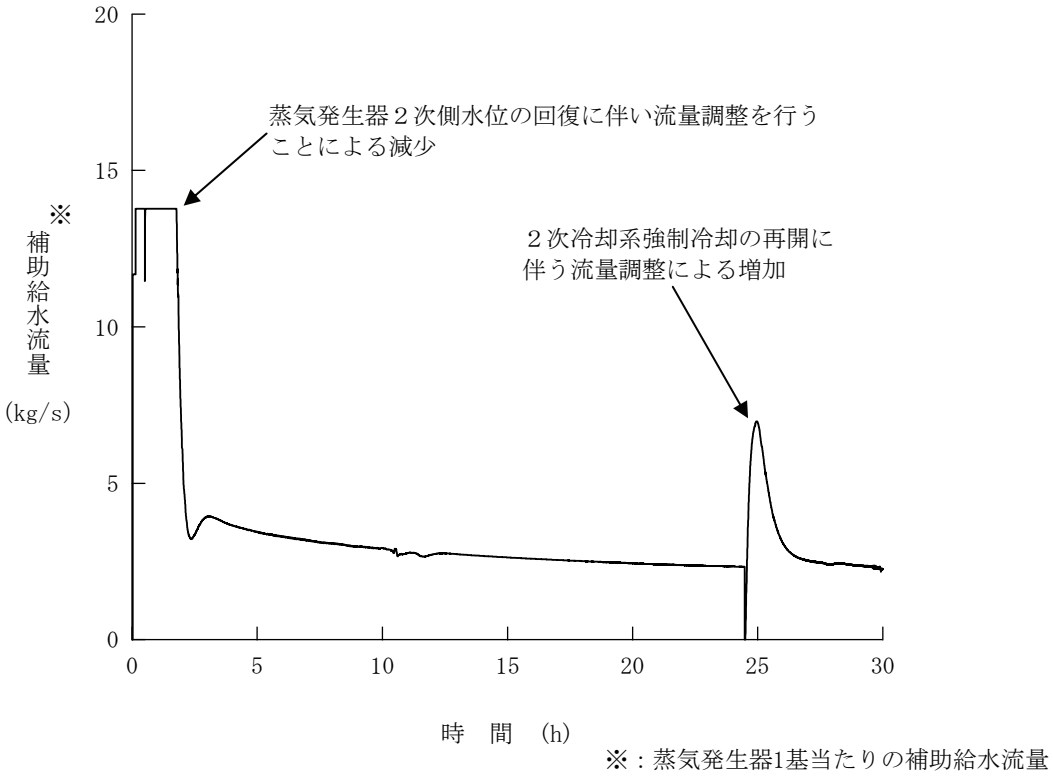
第7.1.2.39図　主蒸気逃がし弁流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



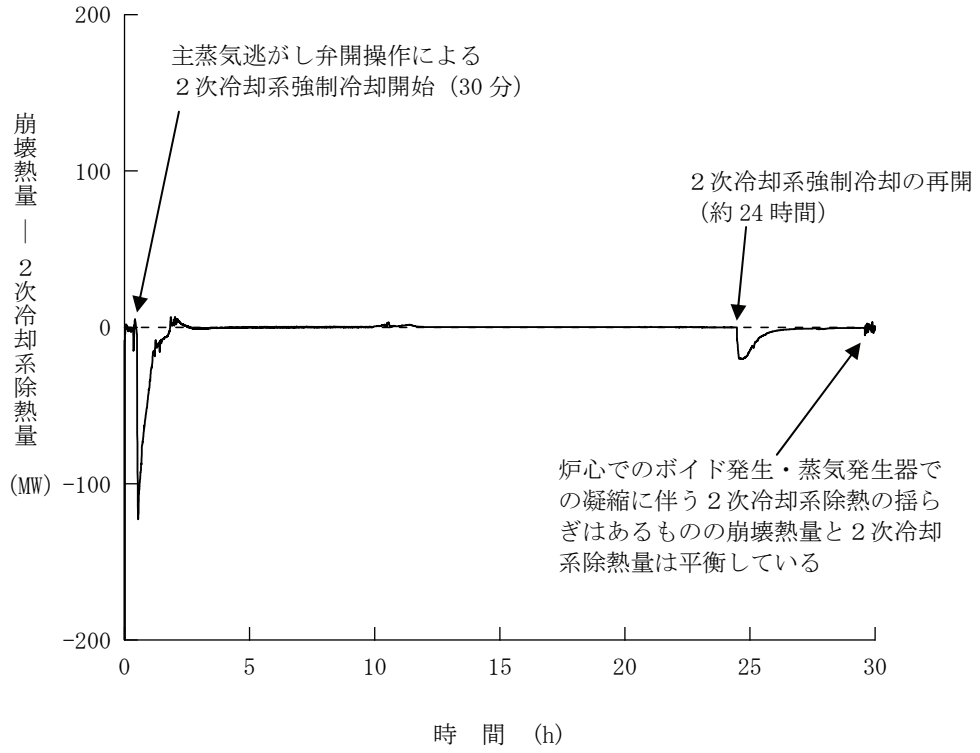
第7.1.2.40図　蒸気発生器保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



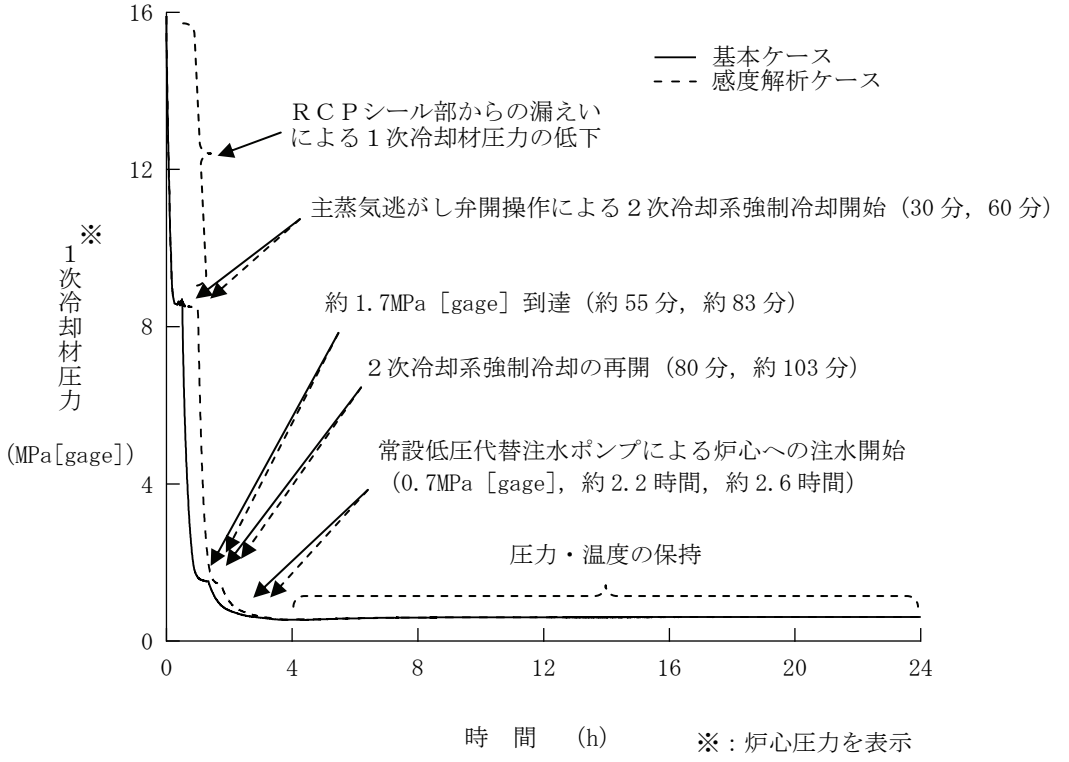
第7.1.2.41図　蒸気発生器水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



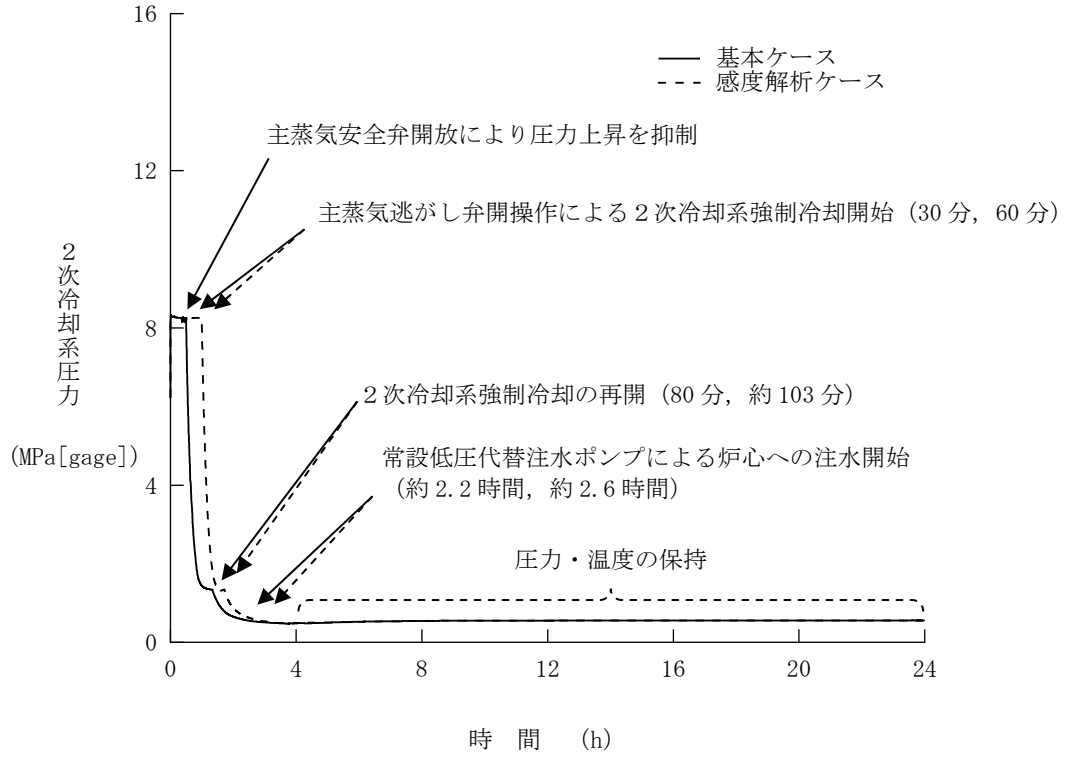
第7.1.2.42図　補助給水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



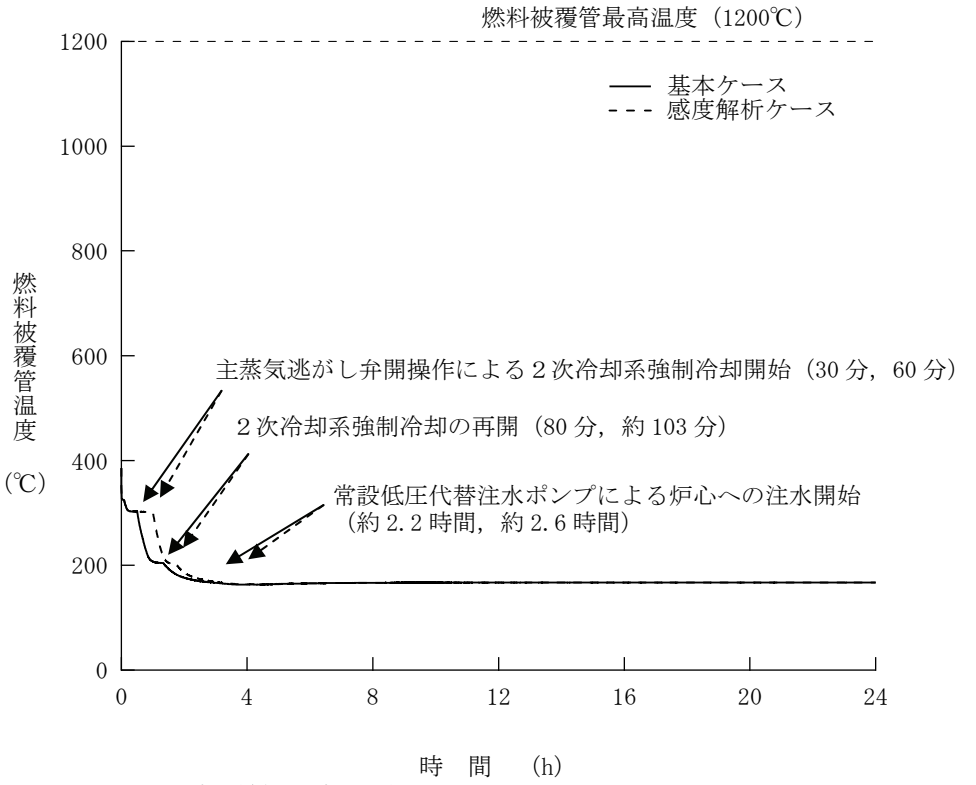
第7.1.2.43図　崩壊熱量と２次冷却系除熱量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



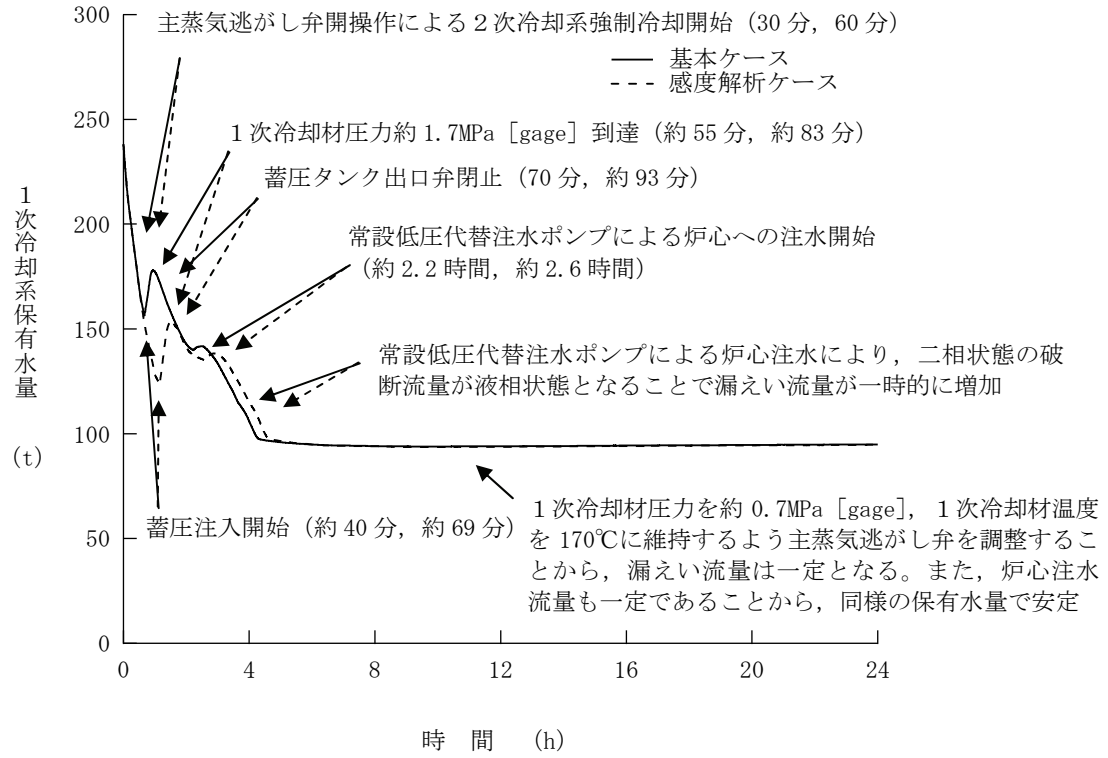
第 7.1.2.44 図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



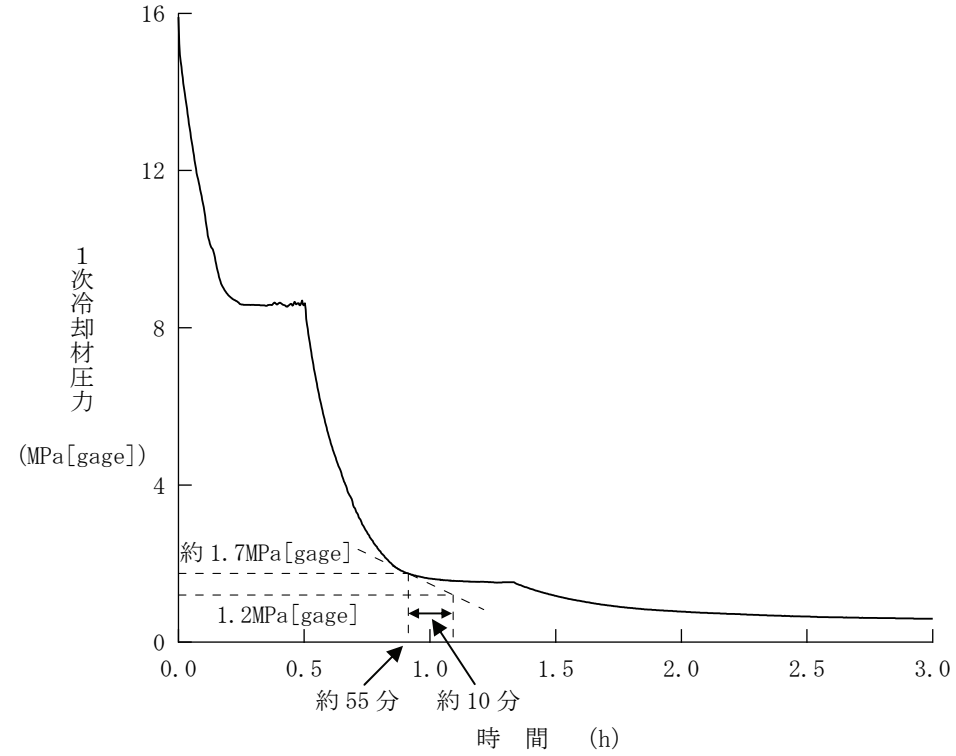
第 7.1.2.45 図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



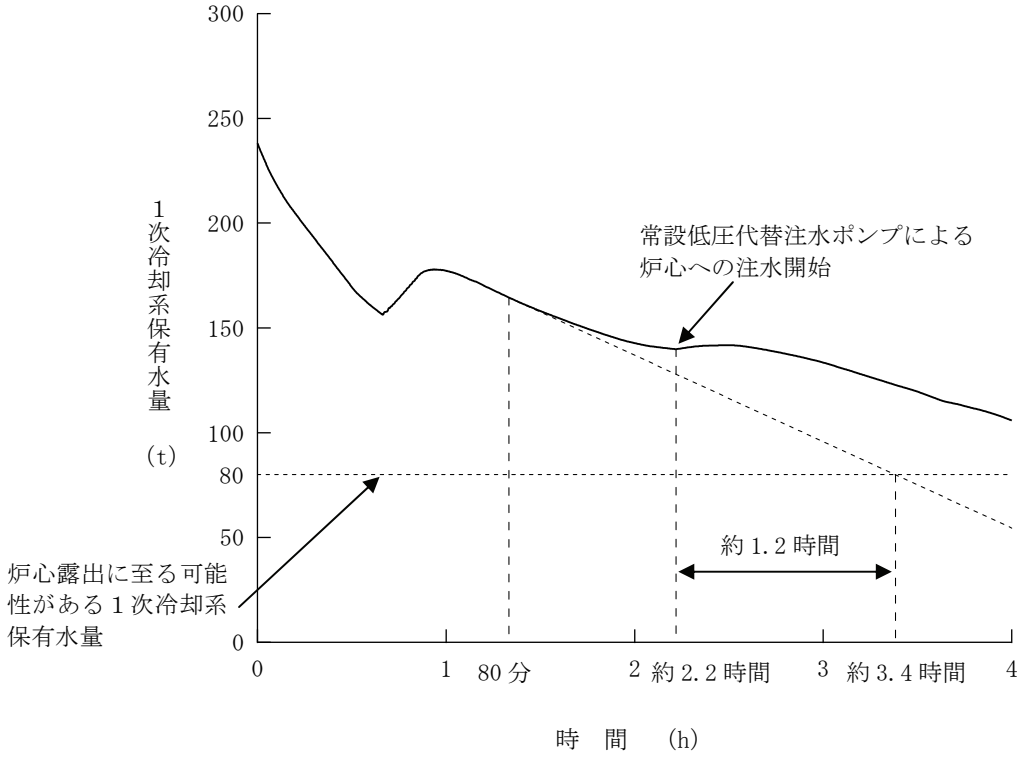
第 7.1.2.46 図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



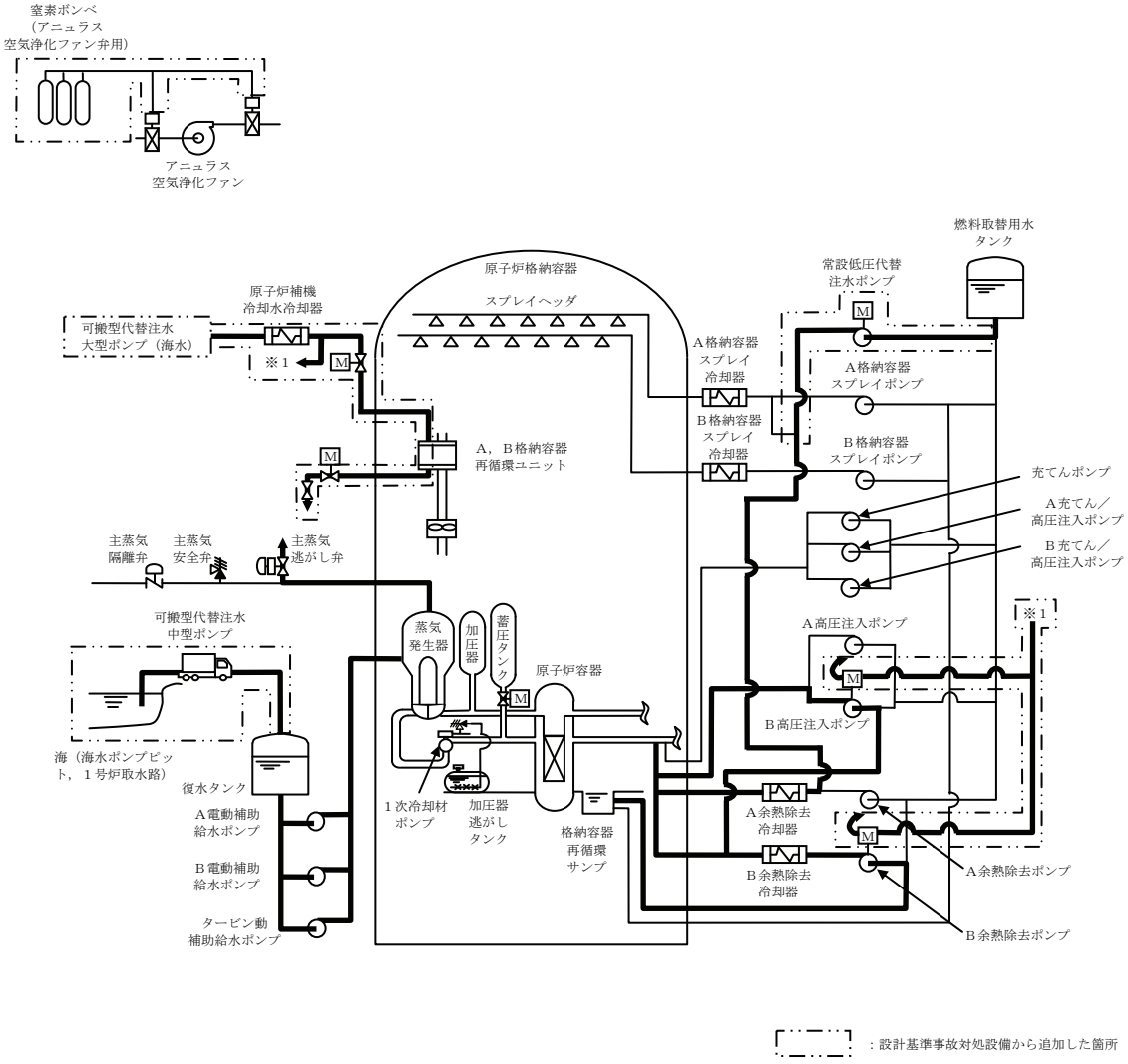
第 7.1.2.47 図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



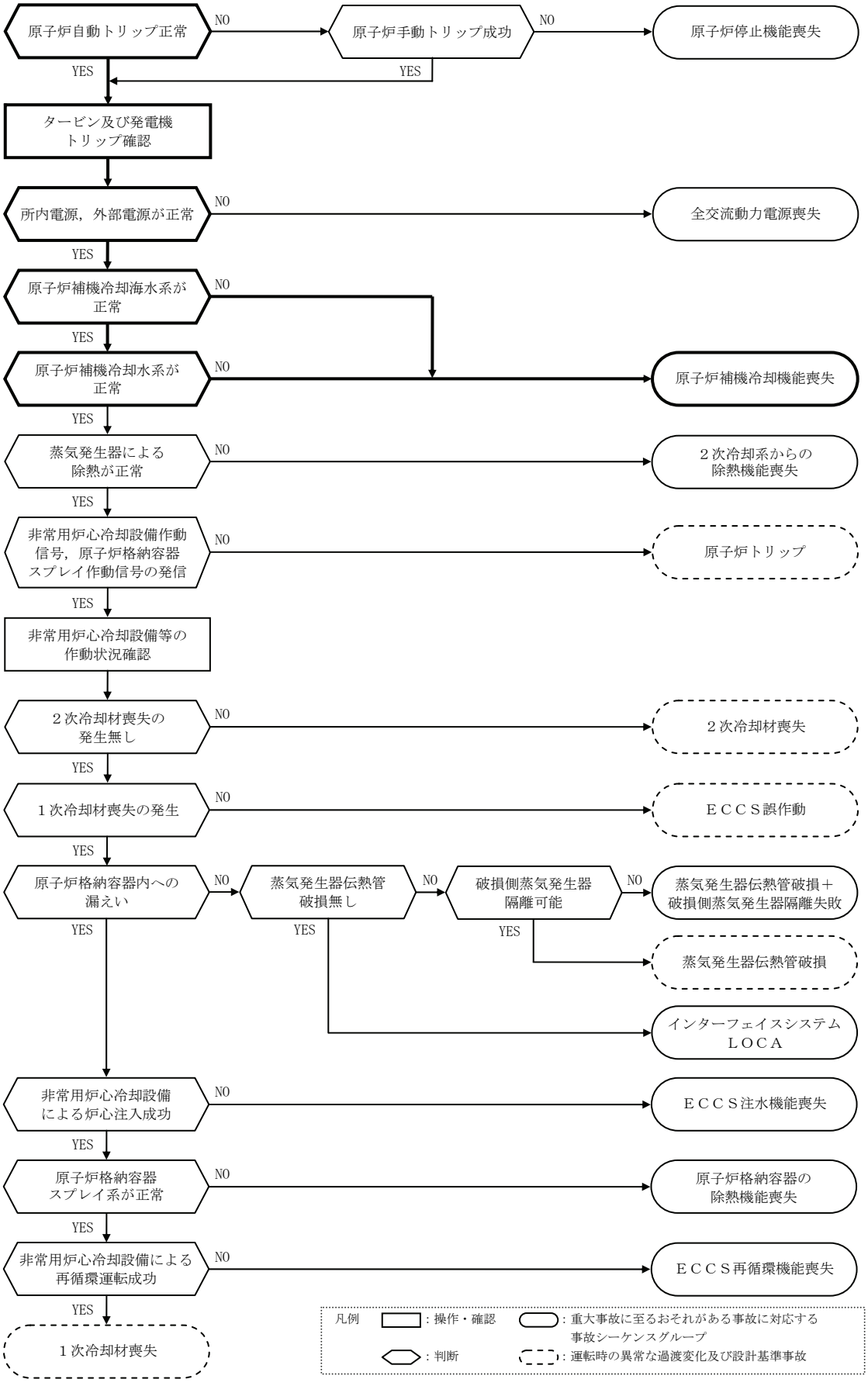
第7.1.2.48図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認）



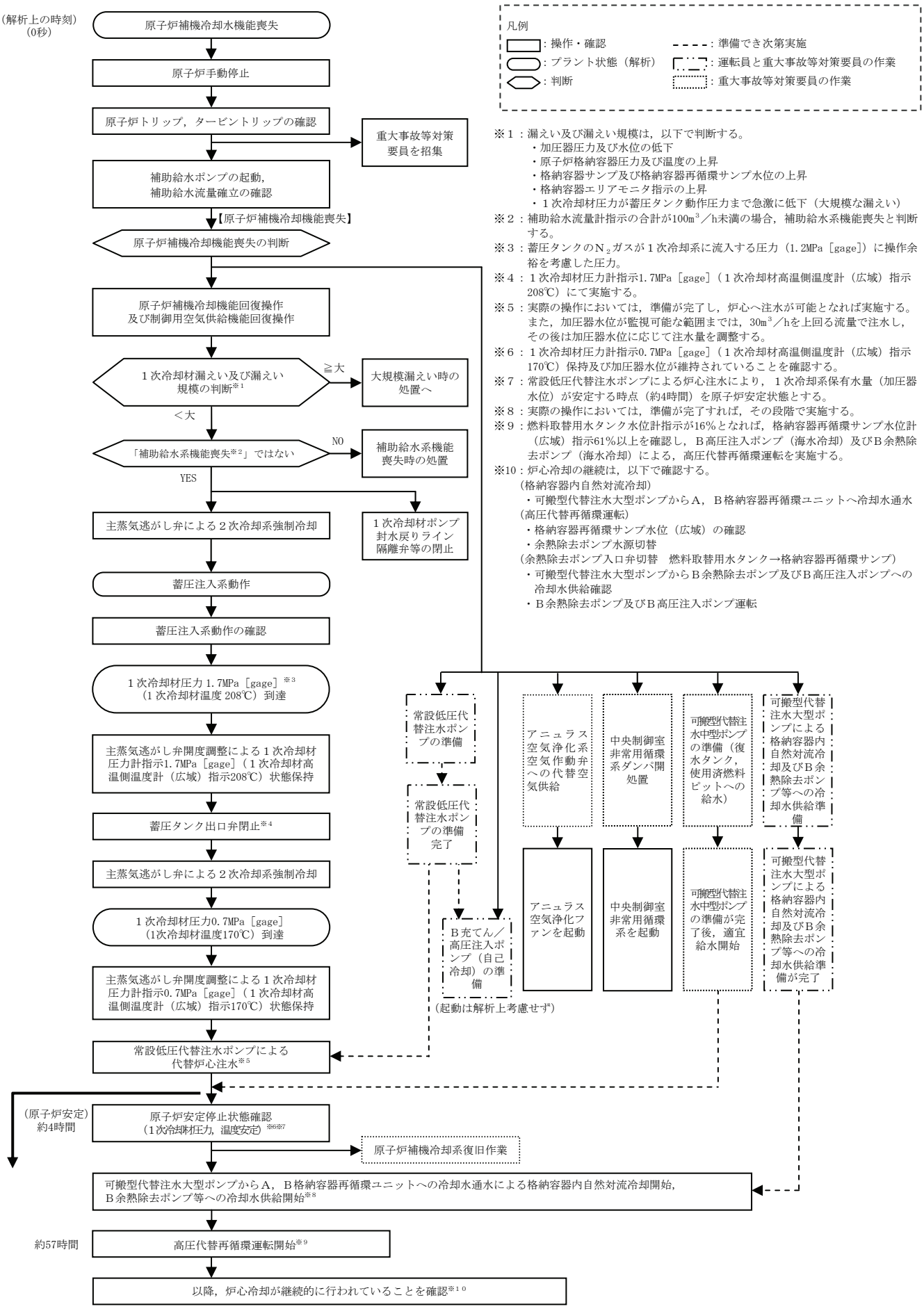
第7.1.2.49図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（代替炉心注水操作時間余裕確認）



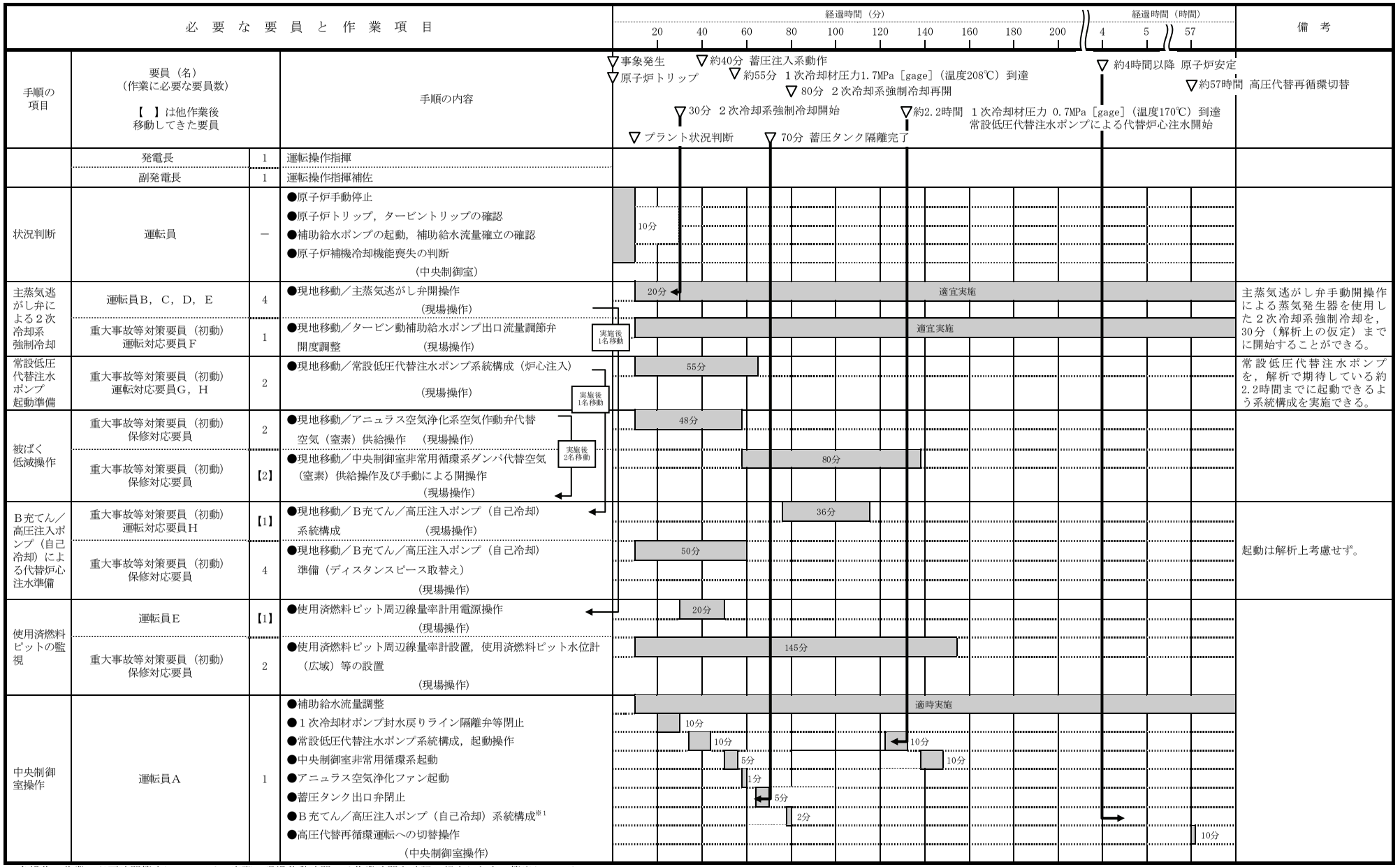
第 7.1.3.1 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.3.2 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）

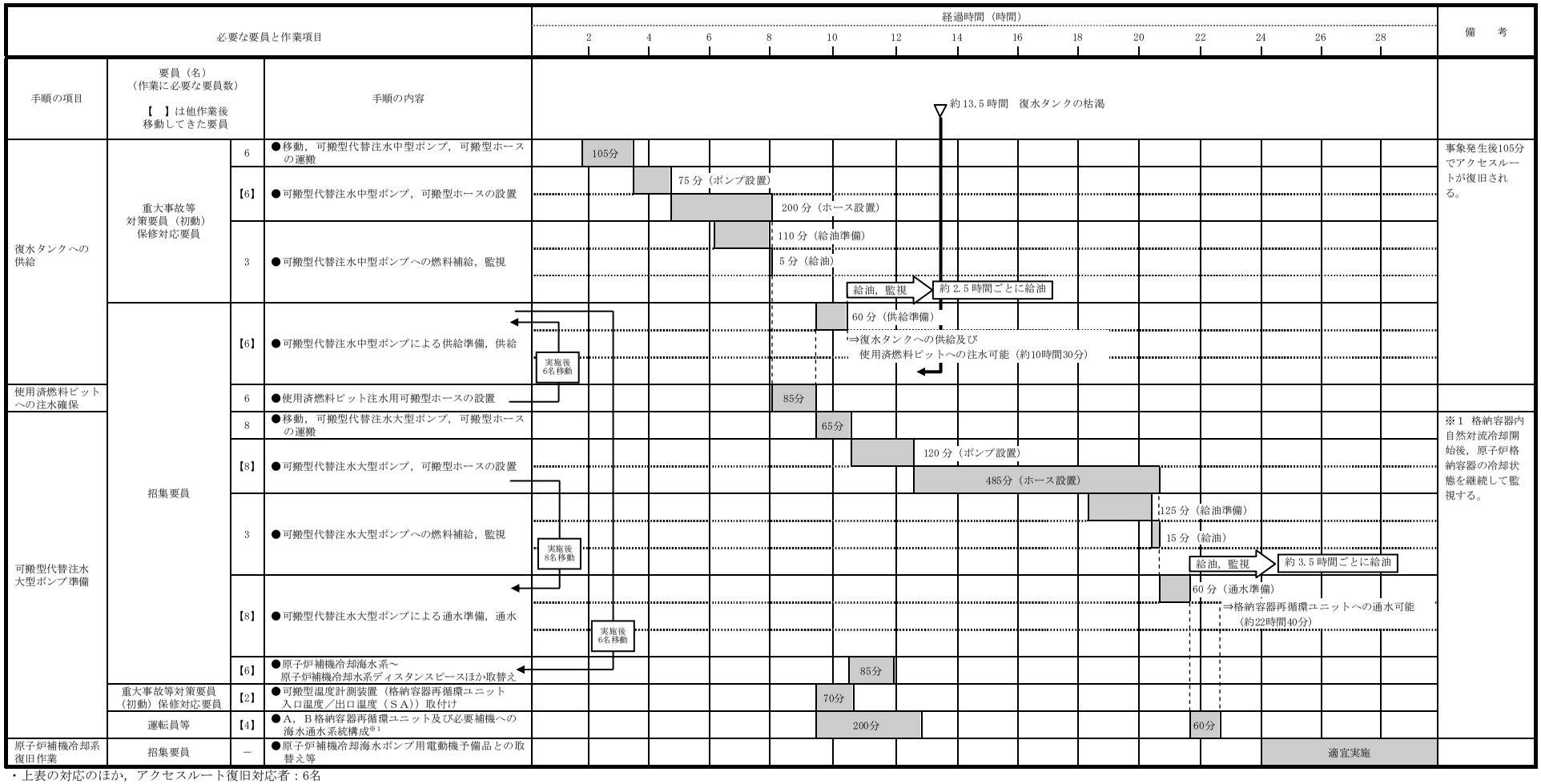


第 7.1.3.3 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要



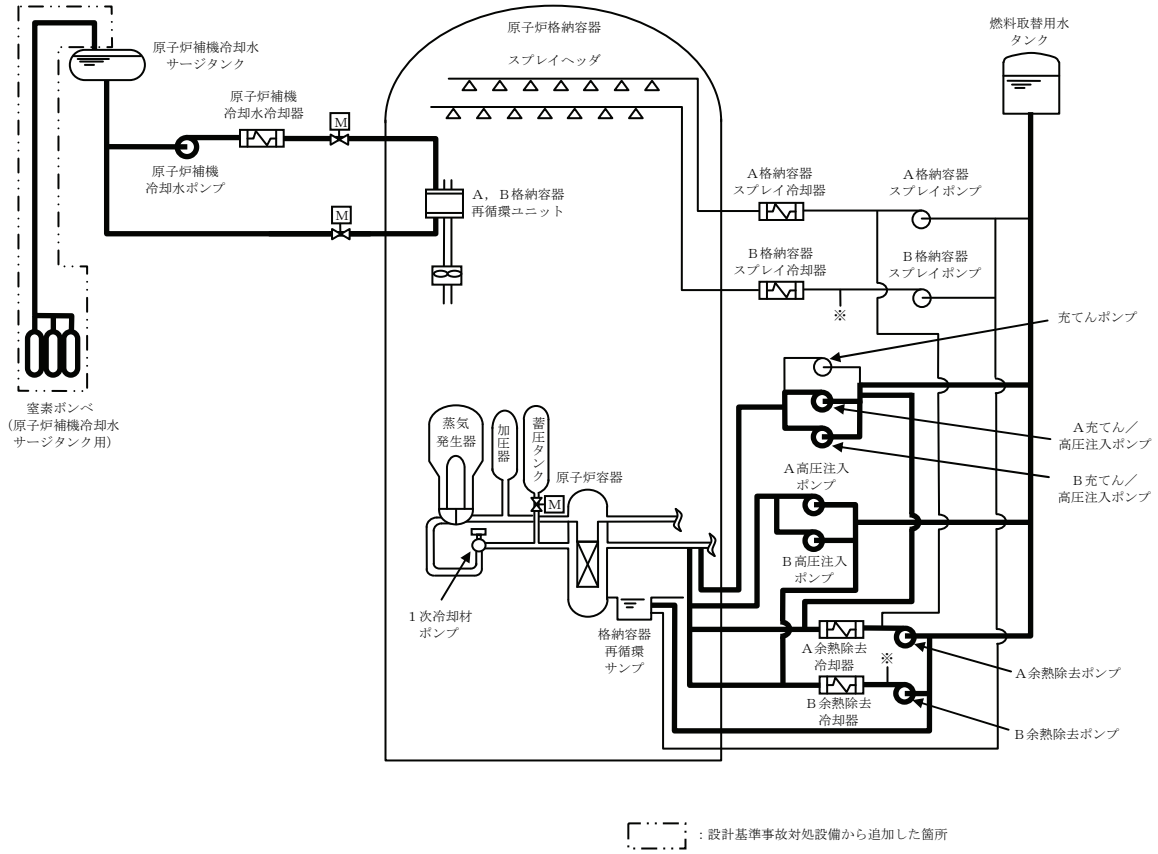
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.1.3.4図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間（1／2）

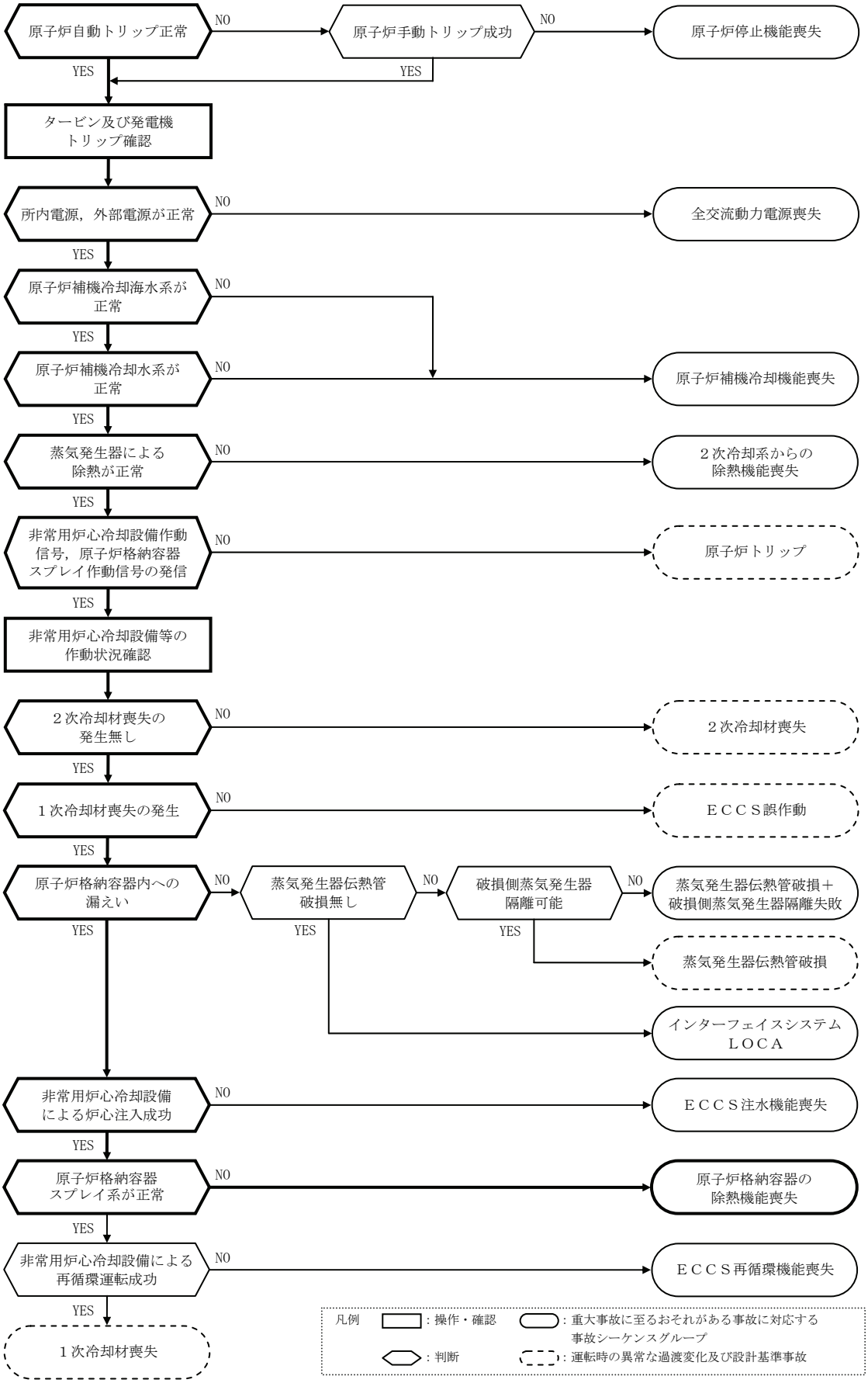


・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが，準備でき次第実施する。

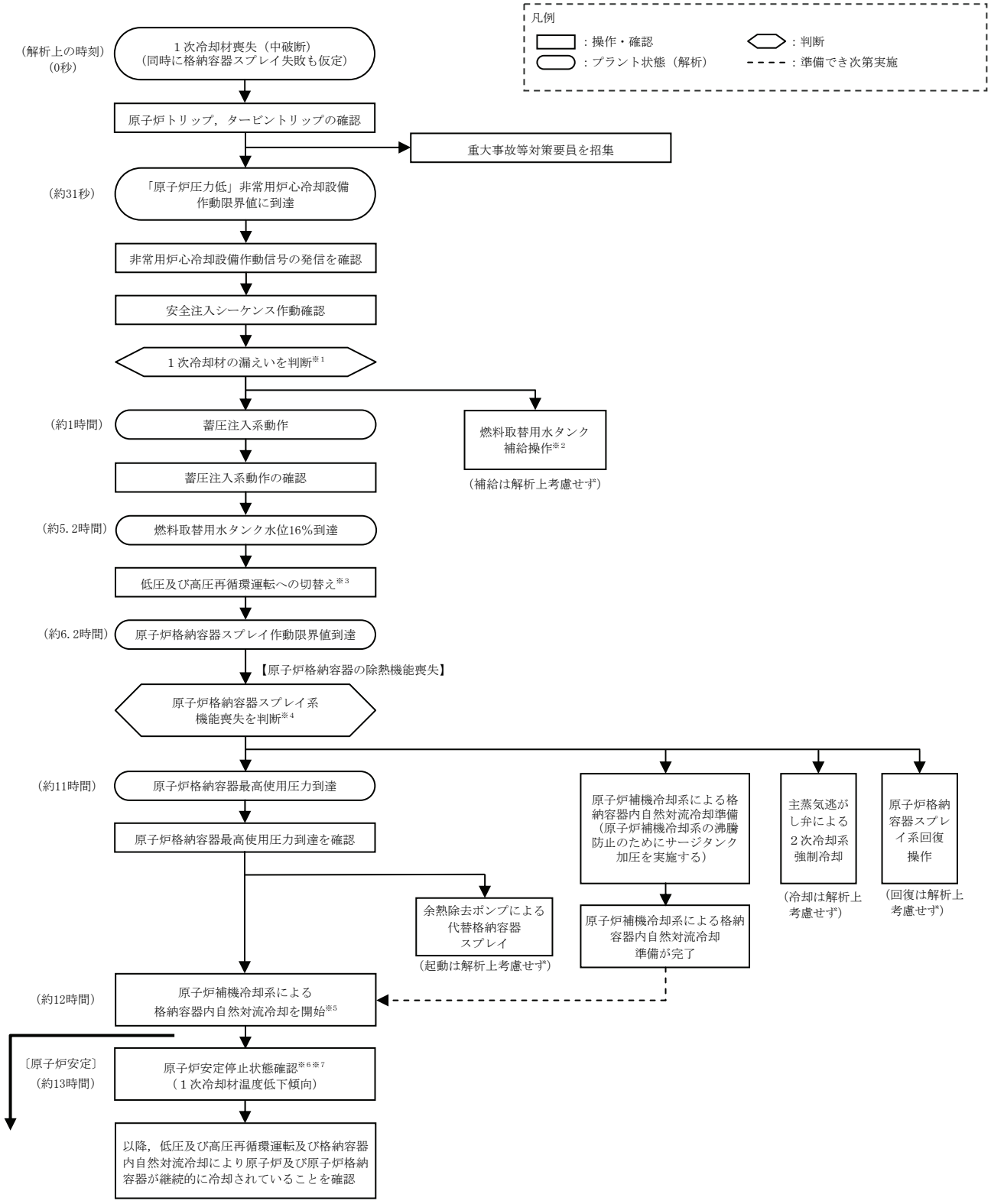
第 7.1.3.4 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間（2／2）



第 7.1.4.1 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の
重大事故等対策の概略系統図

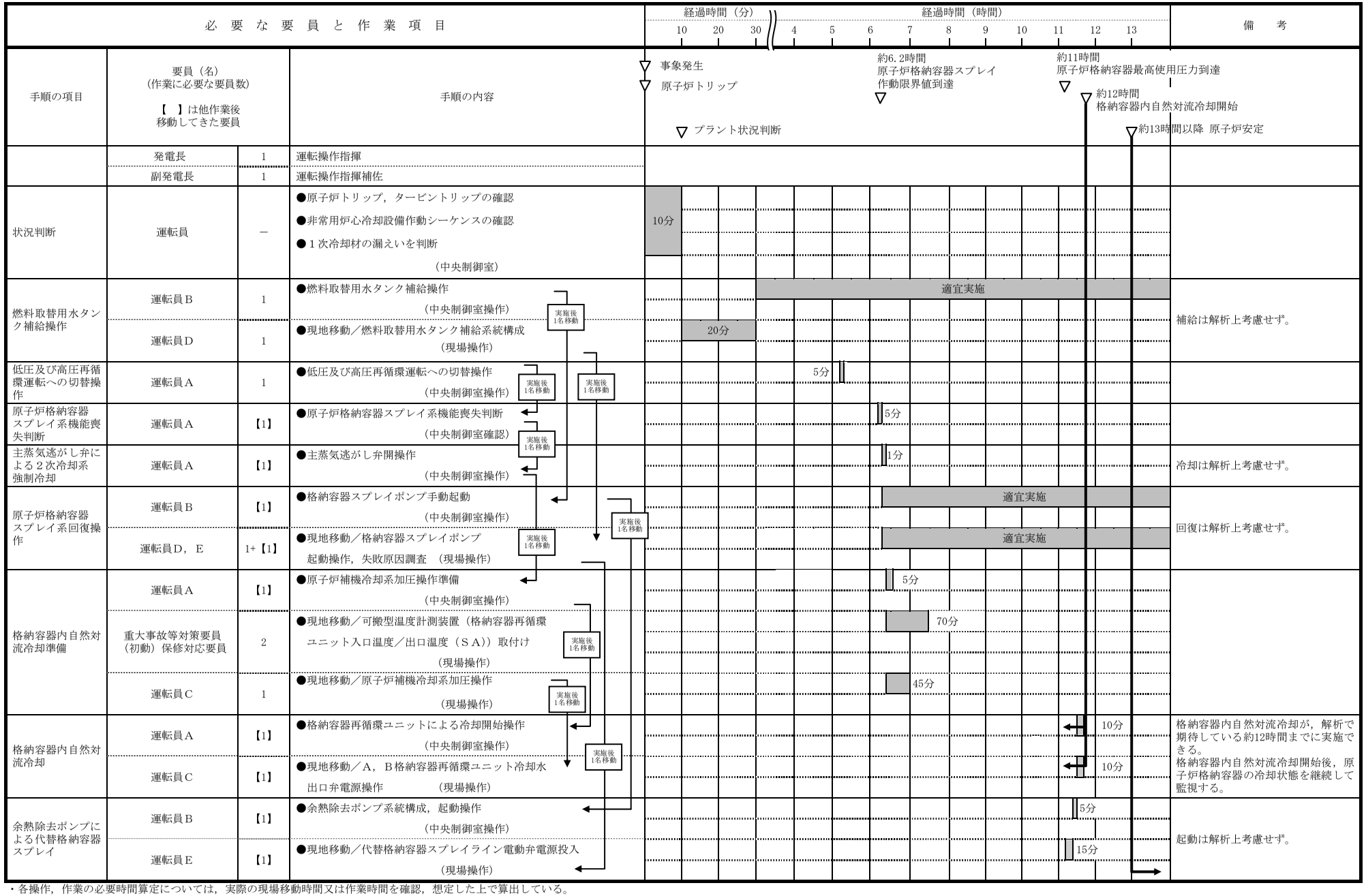


第 7.1.4.2 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）



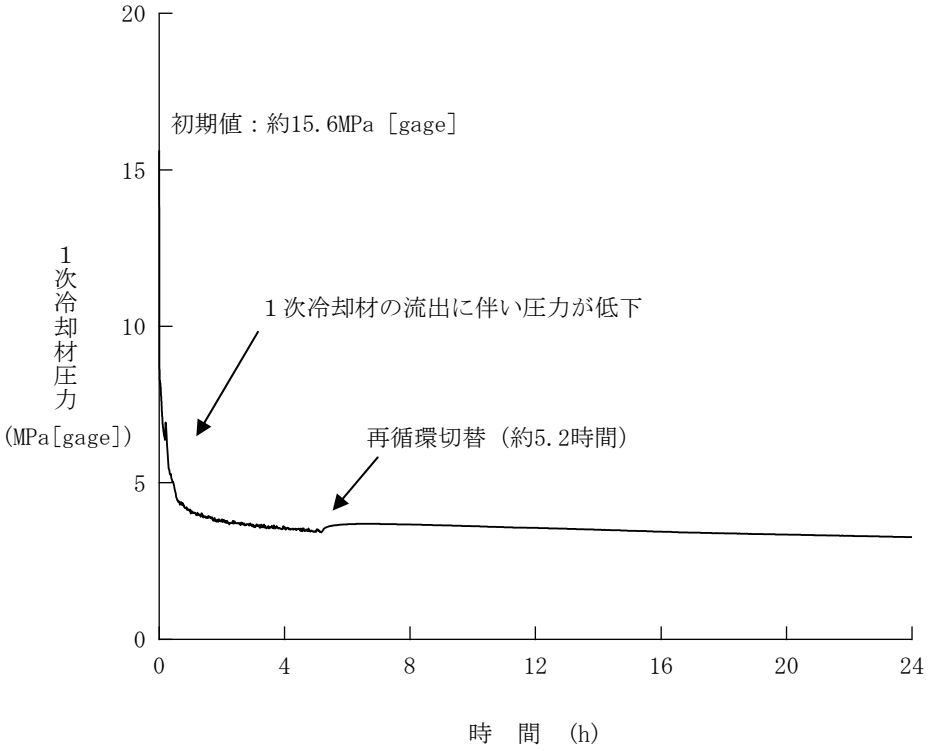
※１：漏えいは，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
※２：燃料取替用水タンクへの補給は，以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・２次系純水タンクより使用済燃料ピット経由の補給
※３：燃料取替用水タンク水位計指示が16%になれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61%以上を確認し，低圧及び高圧再循環運転への切替えを行う。
※４：格納容器圧力計指示が195kPa［gage］以上，かつ原子炉格納容器スプレイ系不動作を確認し判断する。
※５：有効性評価上は，原子炉格納容器の最高使用圧力である392kPa［gage］到達から30分後に開始することを仮定しているが，実際の操作においては，Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニットの通水準備が完了すれば，その段階で通水し，格納容器内自然対流冷却を開始する。
※６：原子炉補機冷却系による格納容器内自然対流冷却により，原子炉格納容器圧力及び温度が低下に転じる時点（約12時間）を原子炉格納容器安定状態とする。
※７：再循環運転時において，１次冷却材温度は格納容器再循環サンプ水温度に等しいかそれに近いものと考えていることから，格納容器再循環サンプ水温度が低下に転じる時点（約13時間）を原子炉安定状態とする。

第 7.1.4.3 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の事象進展）

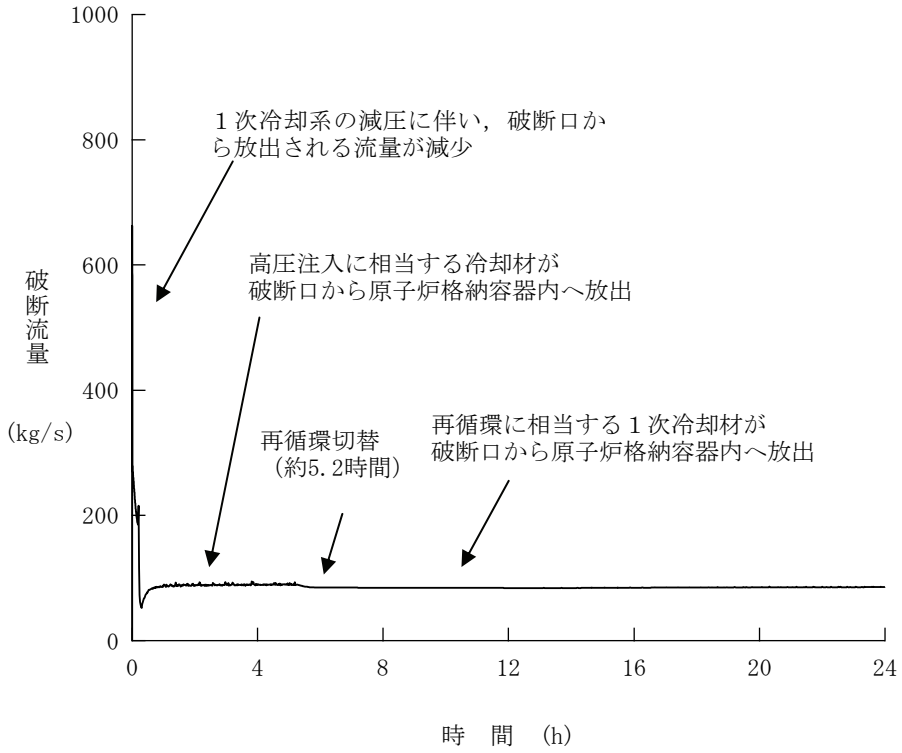


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

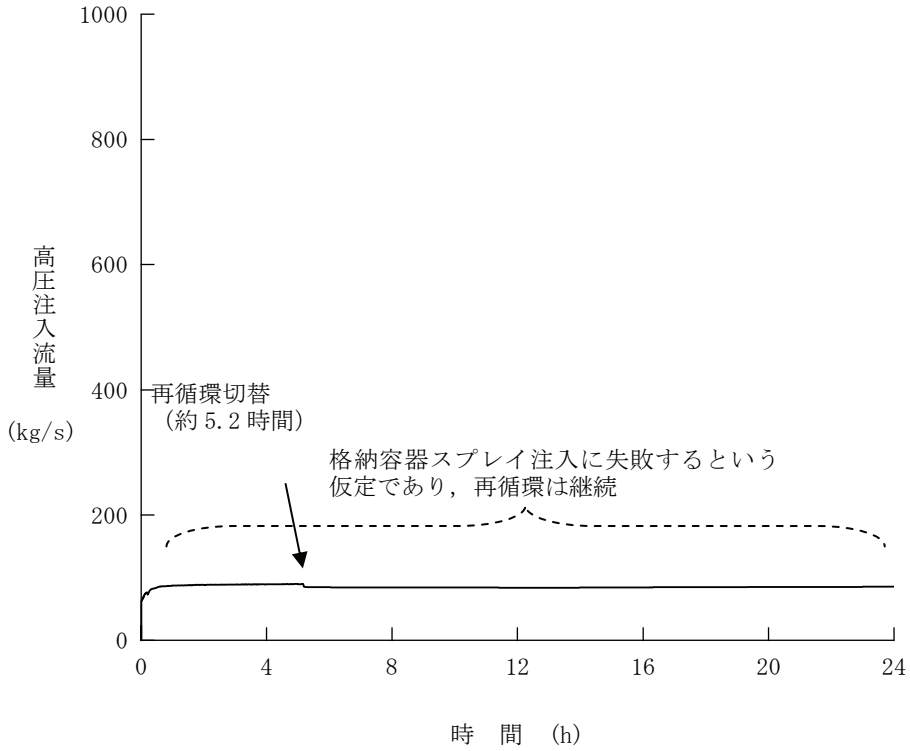
第 7.1.4.4 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間（中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）



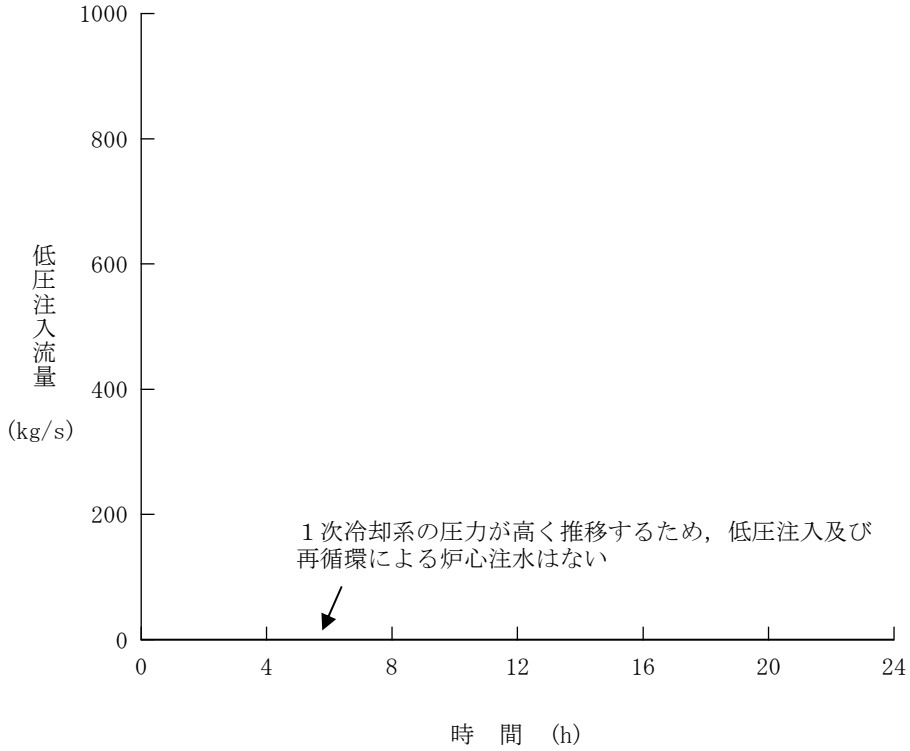
第 7.1.4.5 図　1 次冷却材圧力の推移



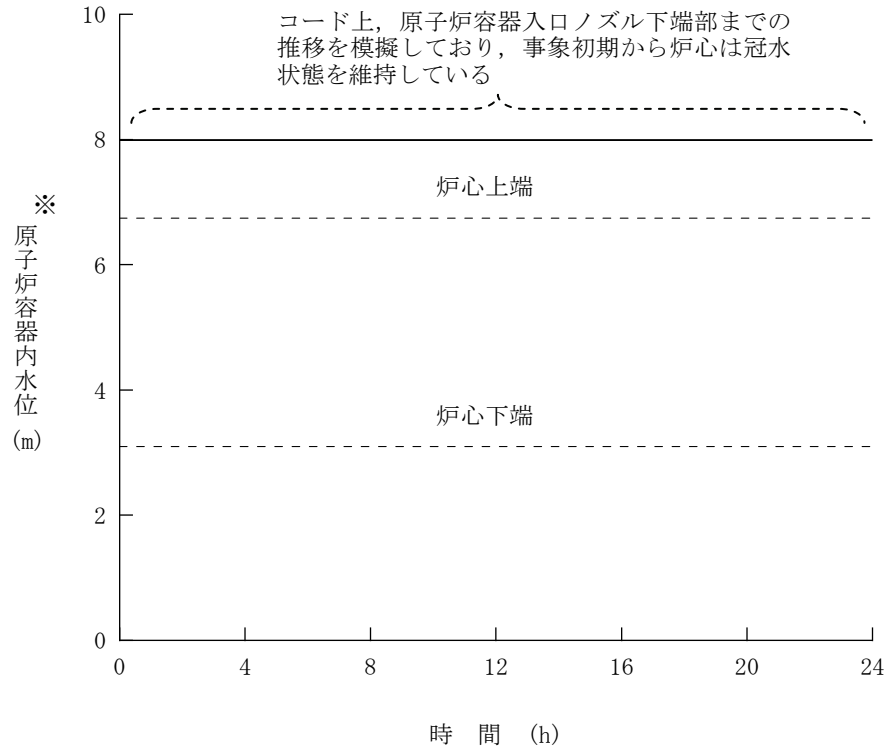
第 7.1.4.6 図　破断流量の推移



第 7.1.4.7 図　高圧注入流量の推移

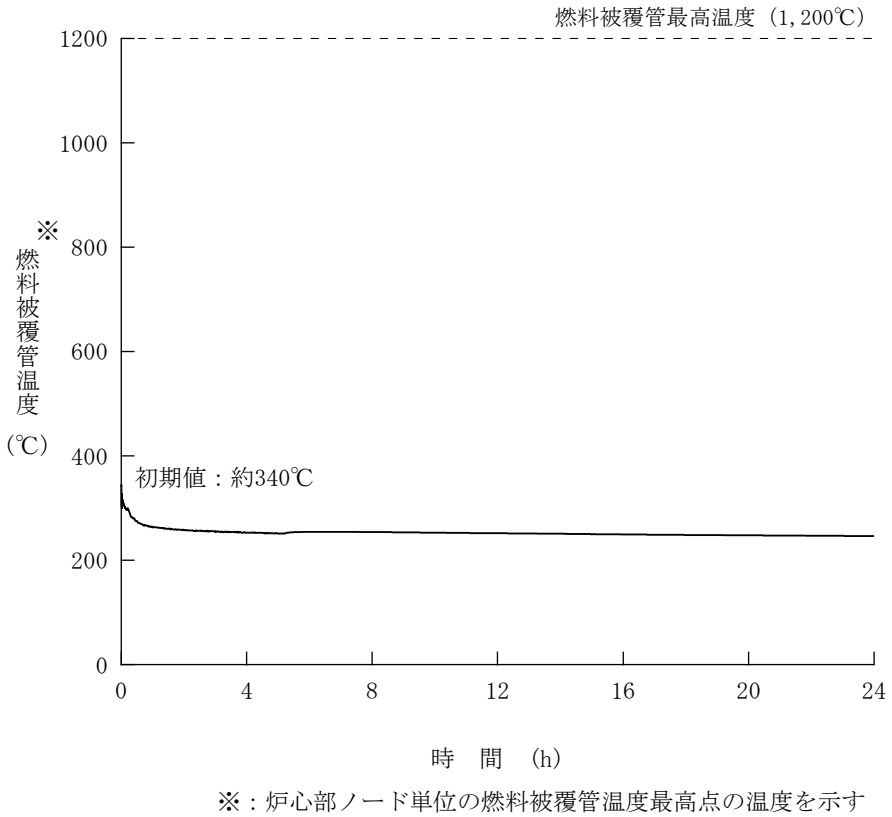


第 7.1.4.8 図　低圧注入流量の推移



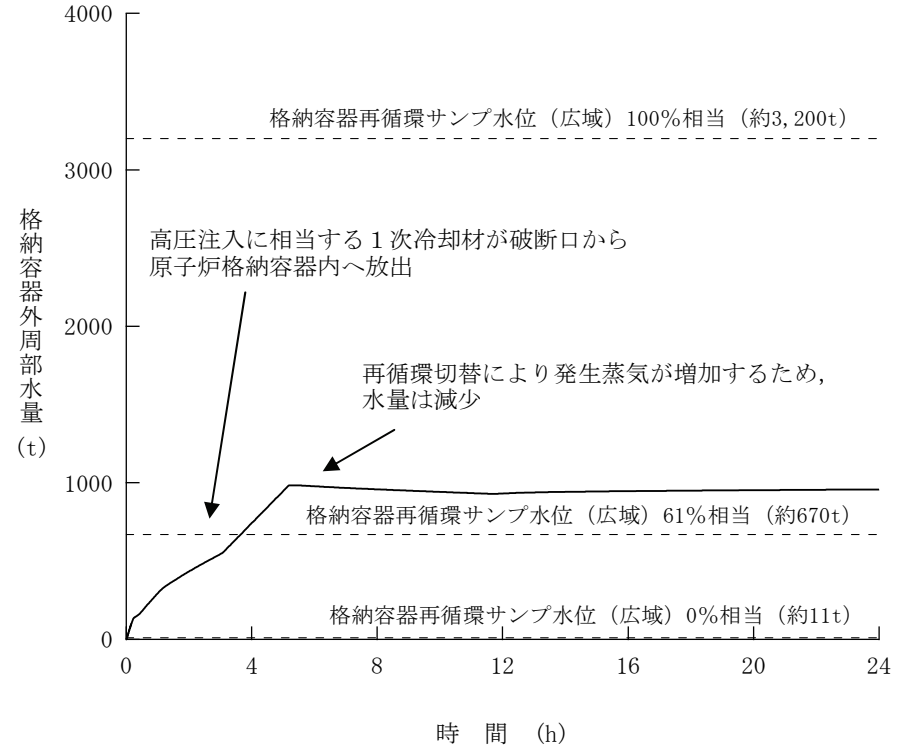
※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第 7.1.4.9 図　原子炉容器内水位の推移

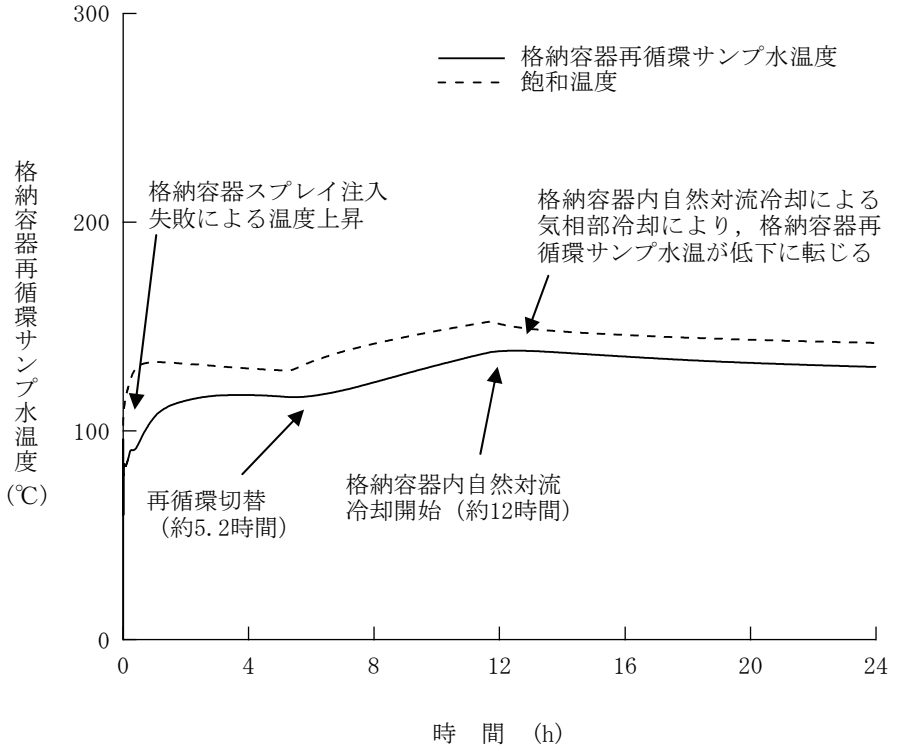


※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

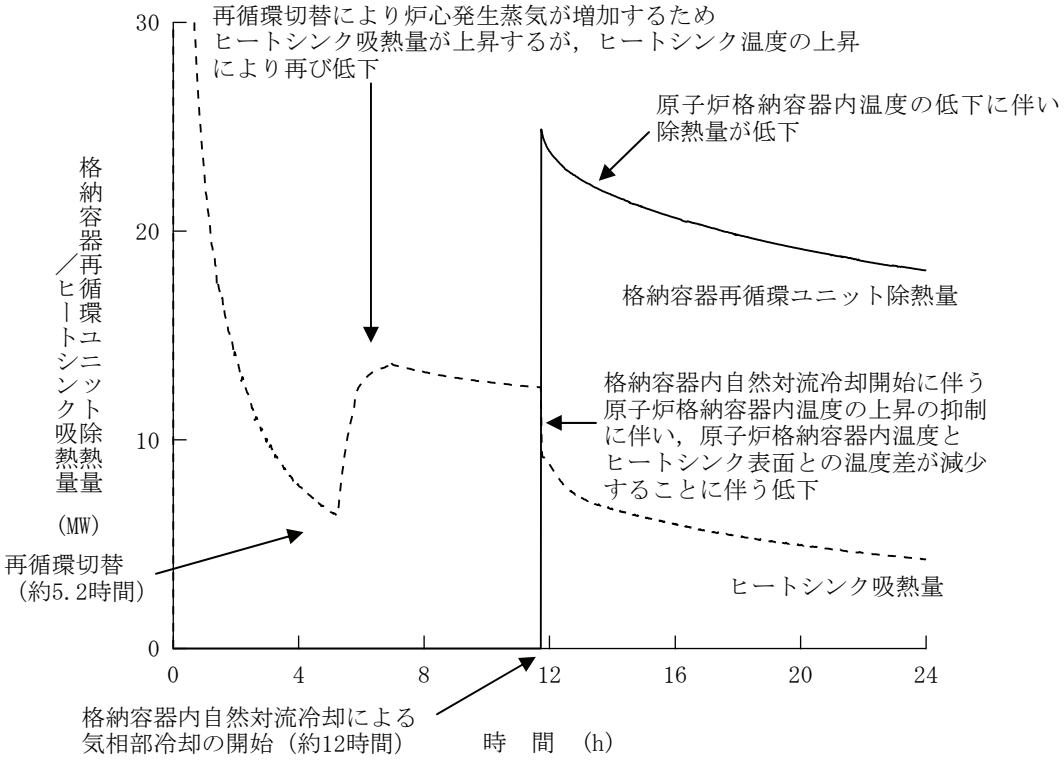
第 7.1.4.10 図　燃料被覆管温度の推移



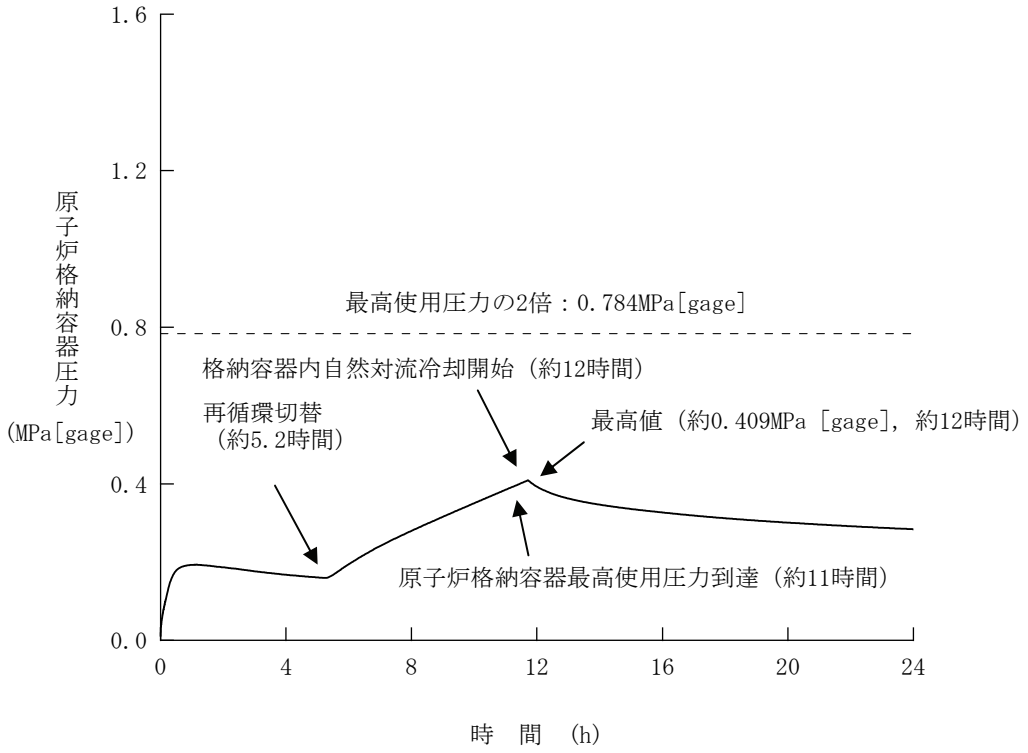
第 7.1.4.11 図　格納容器外周部水量の推移



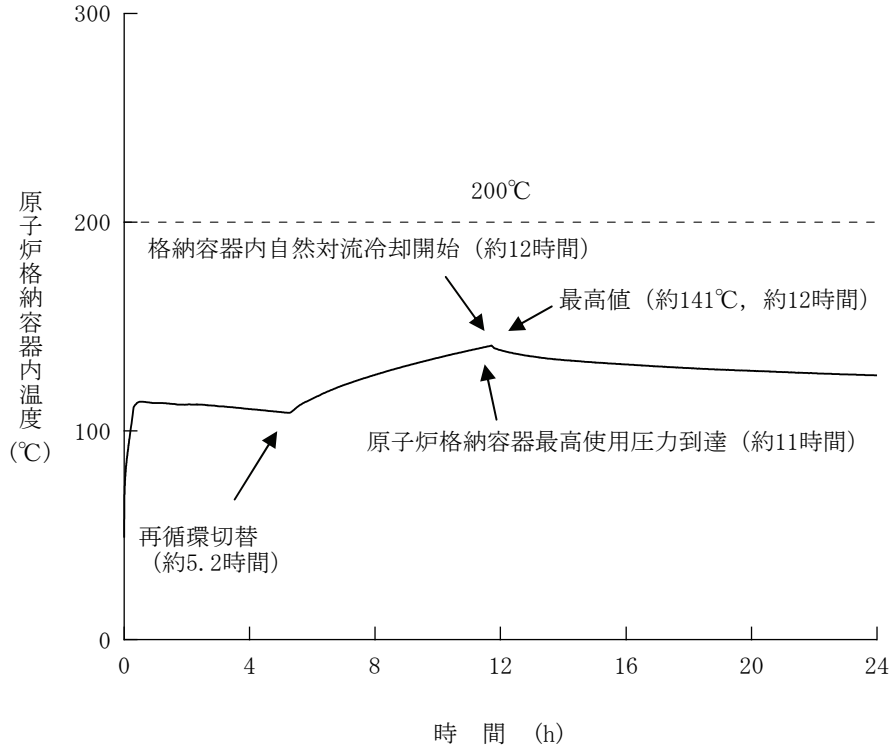
第 7.1.4.12 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



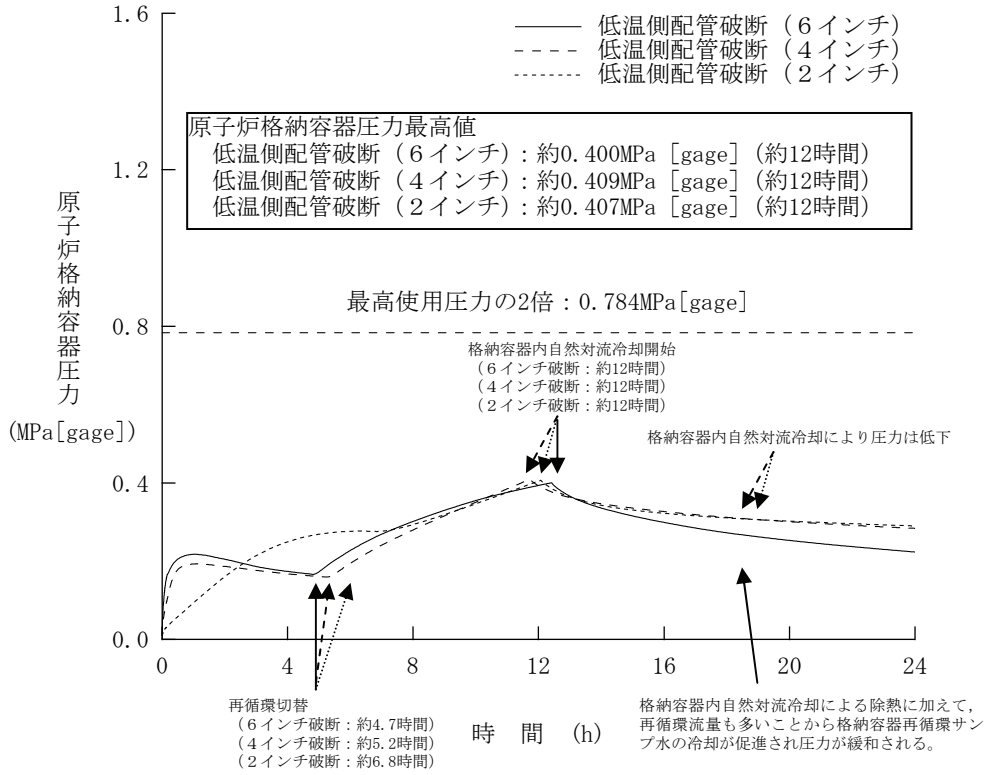
第 7.1.4.13 図　原子炉格納容器からの除熱量の推移



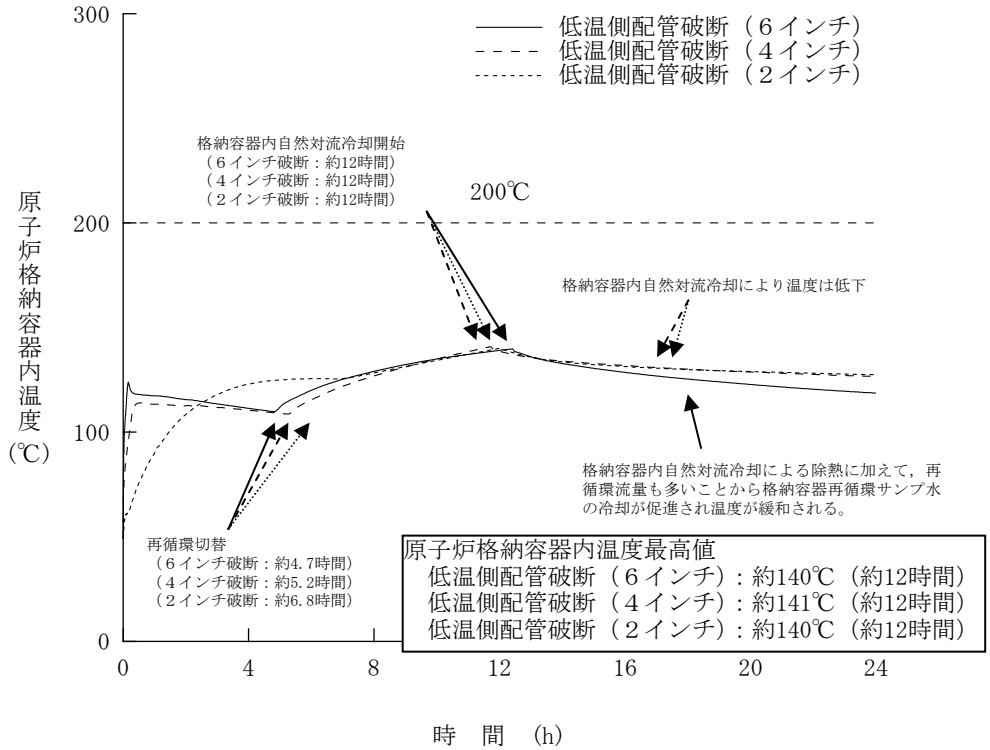
第 7.1.4.14 図　原子炉格納容器圧力の推移



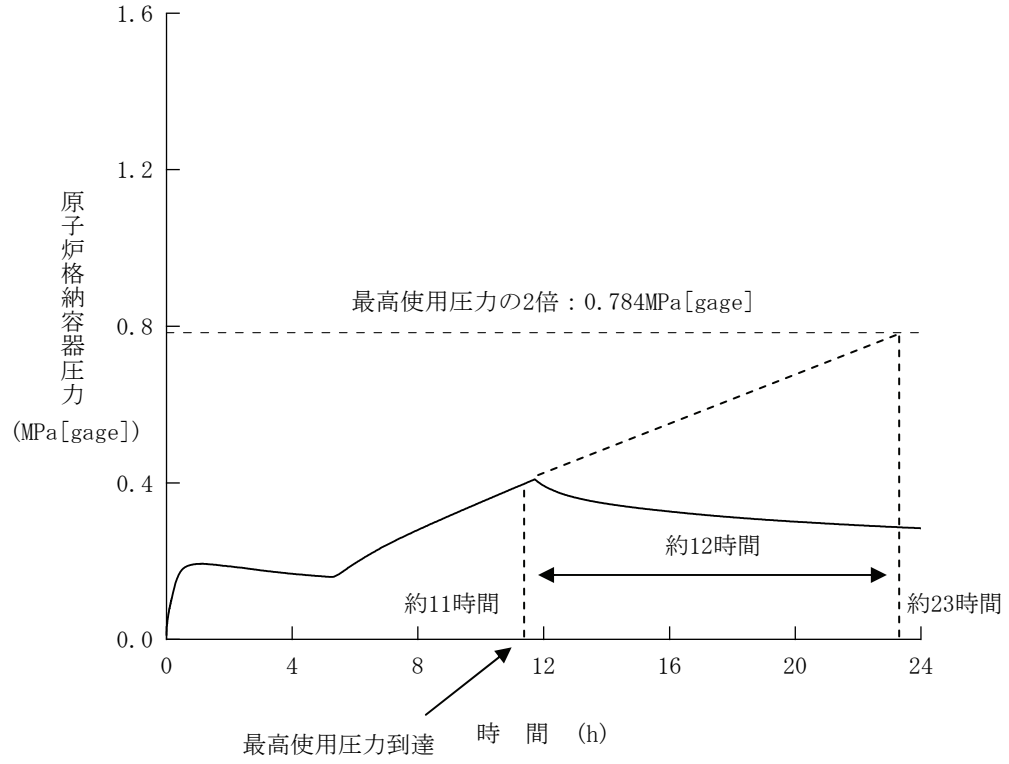
第 7.1.4.15 図　原子炉格納容器内温度の推移



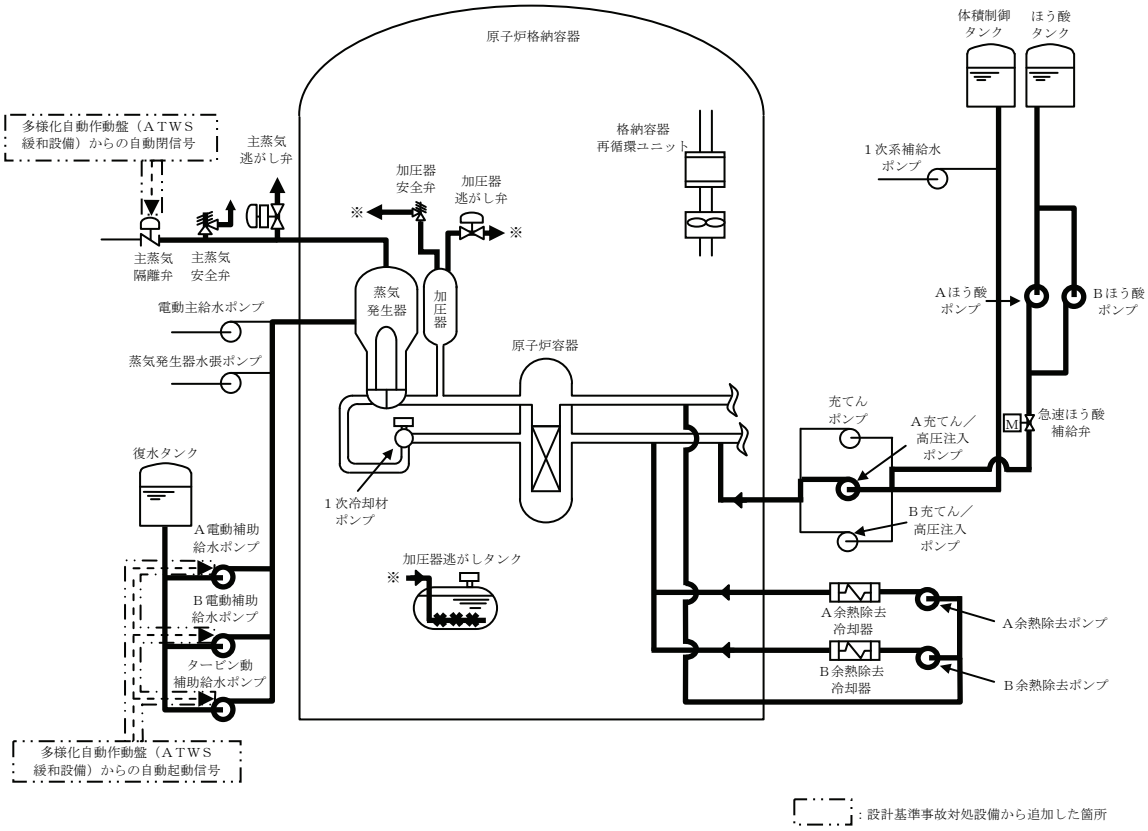
第 7.1.4.16 図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）



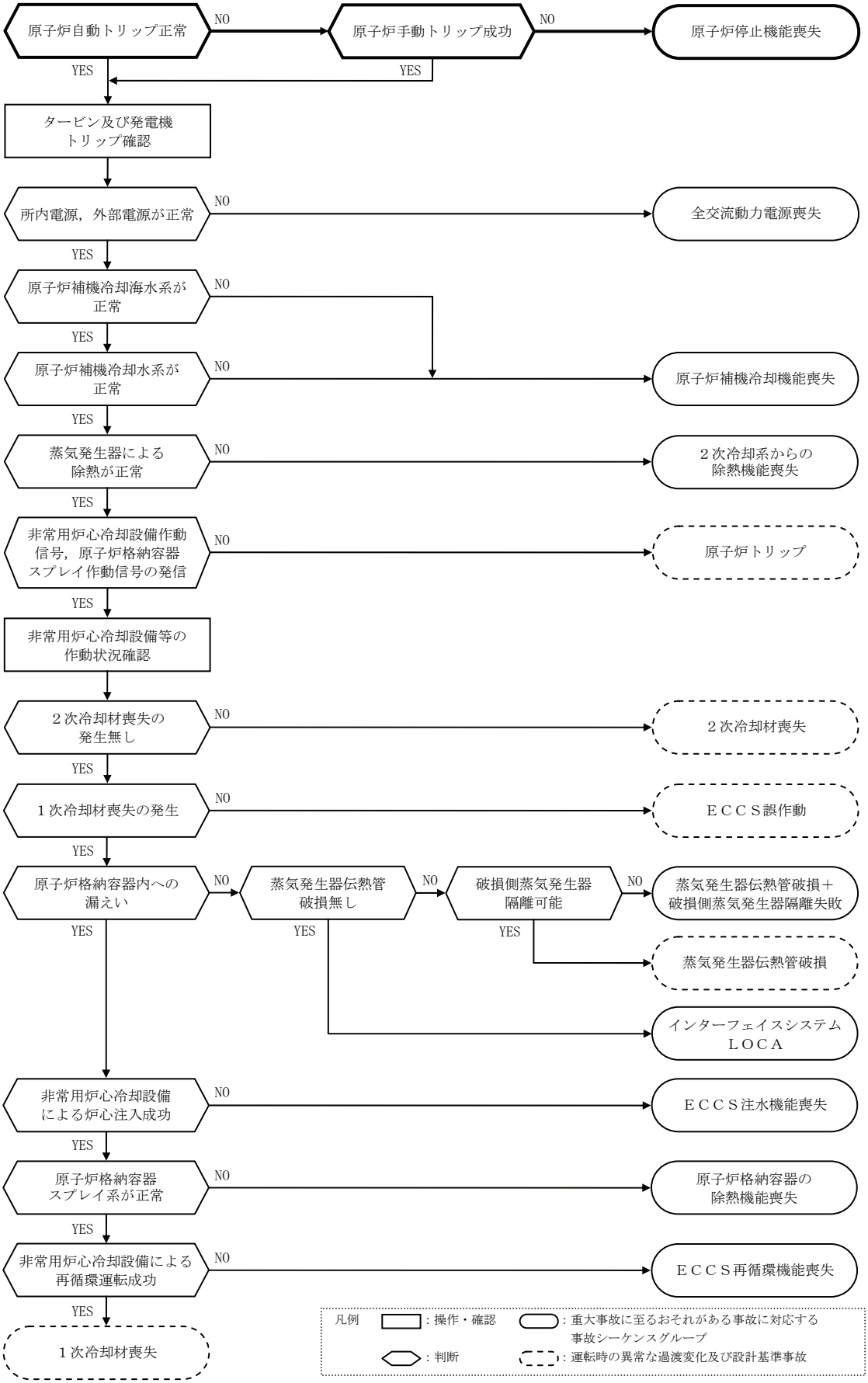
第 7.1.4.17 図　原子炉格納容器内温度の推移（破断口径の影響確認）



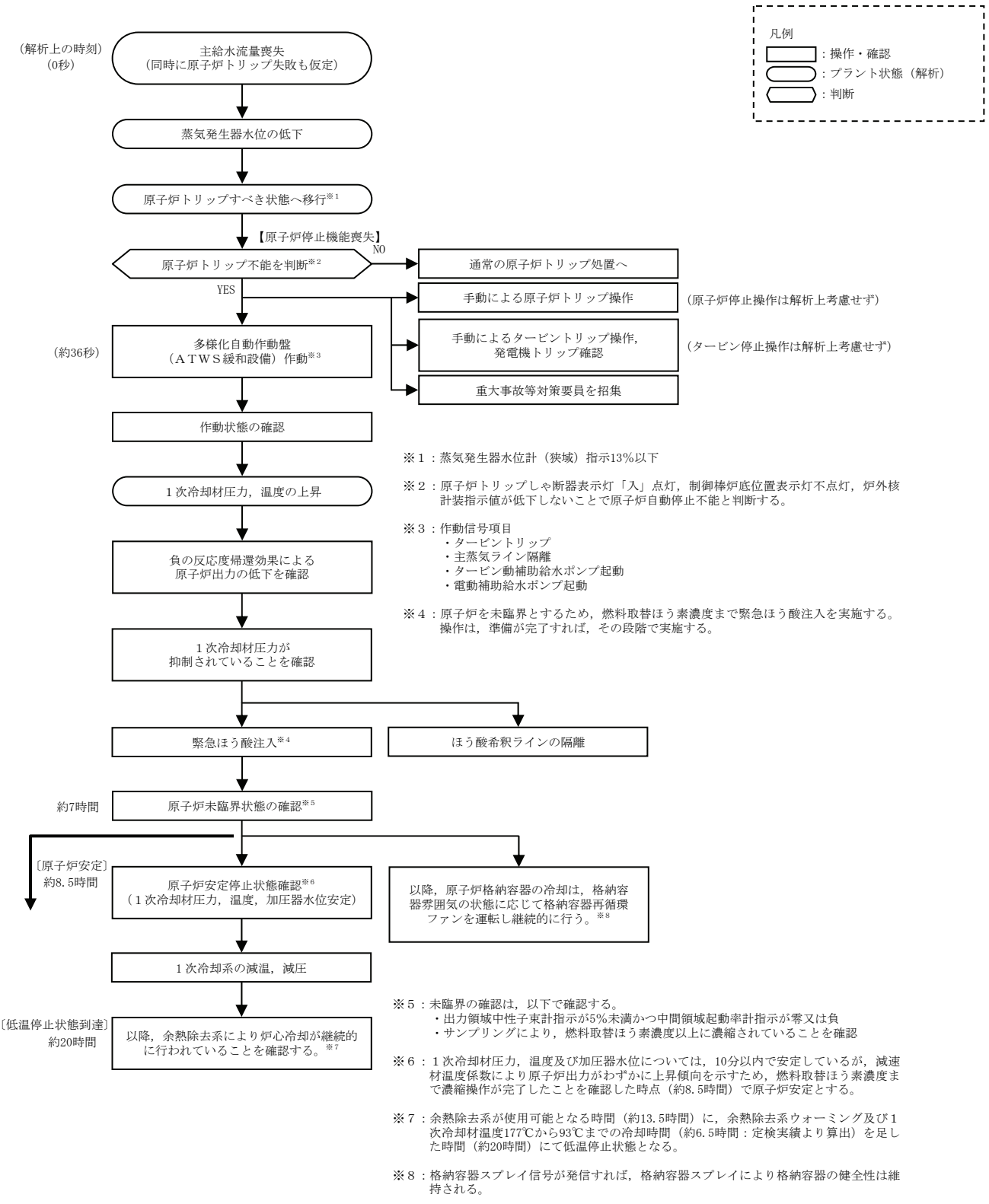
第 7.1.4.18 図　原子炉格納容器圧力の推移
（格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認）



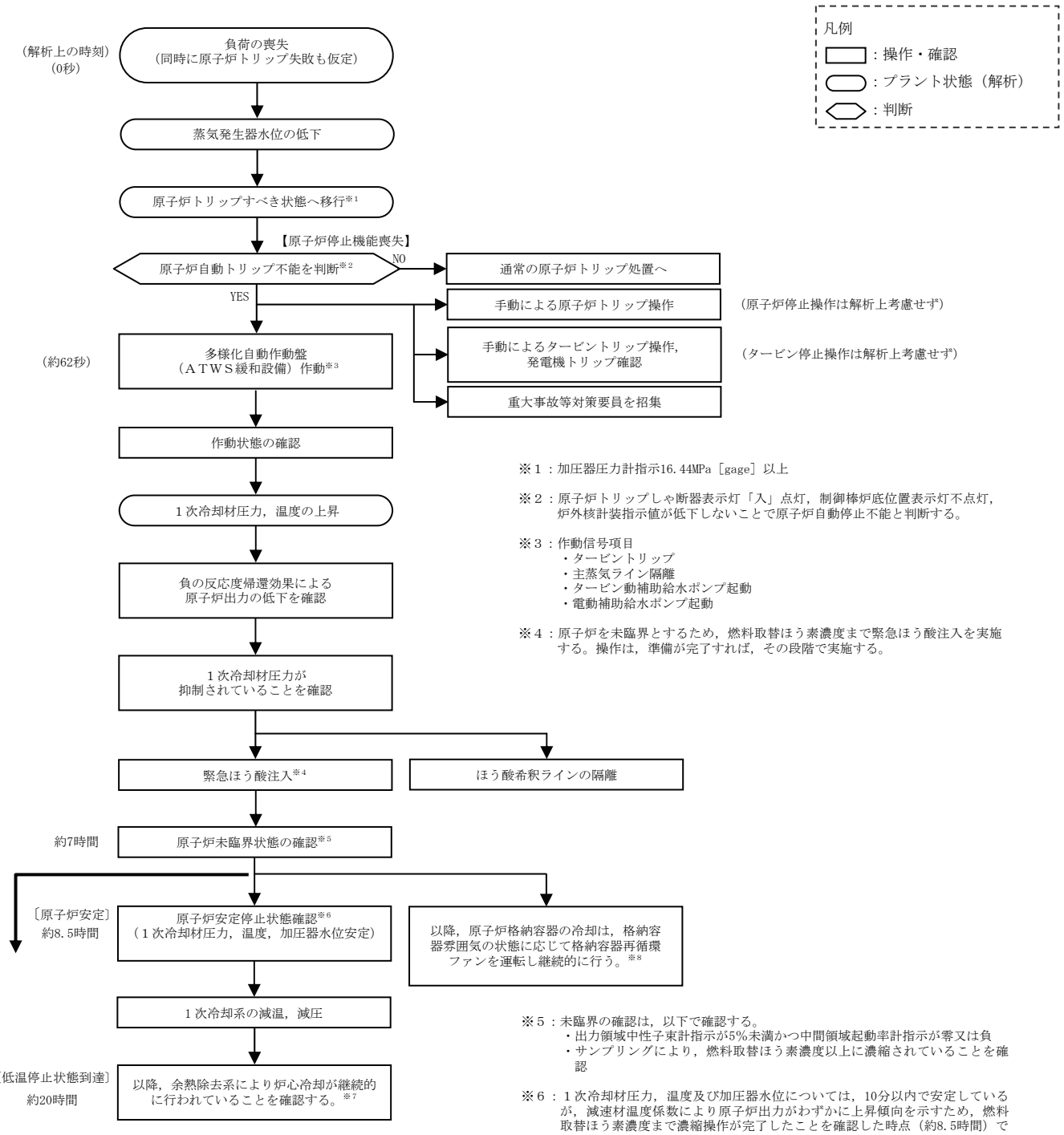
第 7.1.5.1 図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.5.2 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）



第 7.1.5.3 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展）



※１：加圧器圧力計指示16.44MPa［gage］以上

※２：原子炉トリップしゃ断器表示灯「入」点灯，制御棒炉底位置表示灯不点灯，炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動停止不能と判断する。

※３：作動信号項目
- タービントリップ
- 主蒸気ライン隔離
- タービン動補助給水ポンプ起動
- 電動補助給水ポンプ起動

※４：原子炉を未臨界とするため，燃料取替ほう素濃度まで緊急ほう酸注入を実施する。操作は，準備が完了すれば，その段階で実施する。

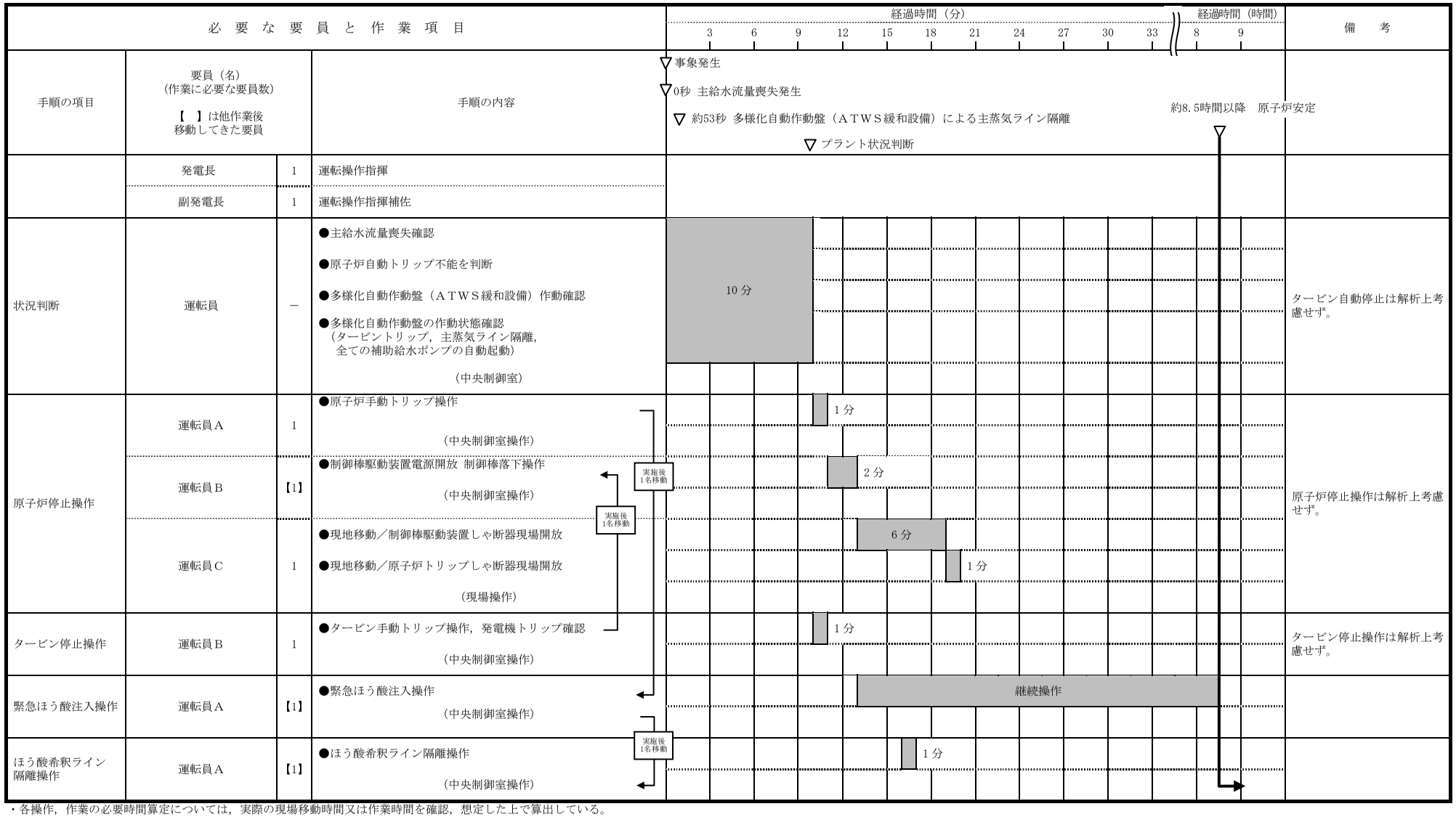
※５：未臨界の確認は，以下で確認する。
- 出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負
- サンプリングにより，燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認

※６：１次冷却材圧力，温度及び加圧器水位については，10分以内で安定しているが，減速材温度係数により原子炉出力がわずかに上昇傾向を示すため，燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了したことを確認した時点（約8.5時間）で原子炉安定とする。

※７：余熱除去系が使用可能となる時間（約13.5時間）に，余熱除去系ウォーミング及び１次冷却材温度177℃から93℃までの冷却時間（約6.5時間：定検実績より算出）を足した時間（約20時間）にて低温停止状態となる。

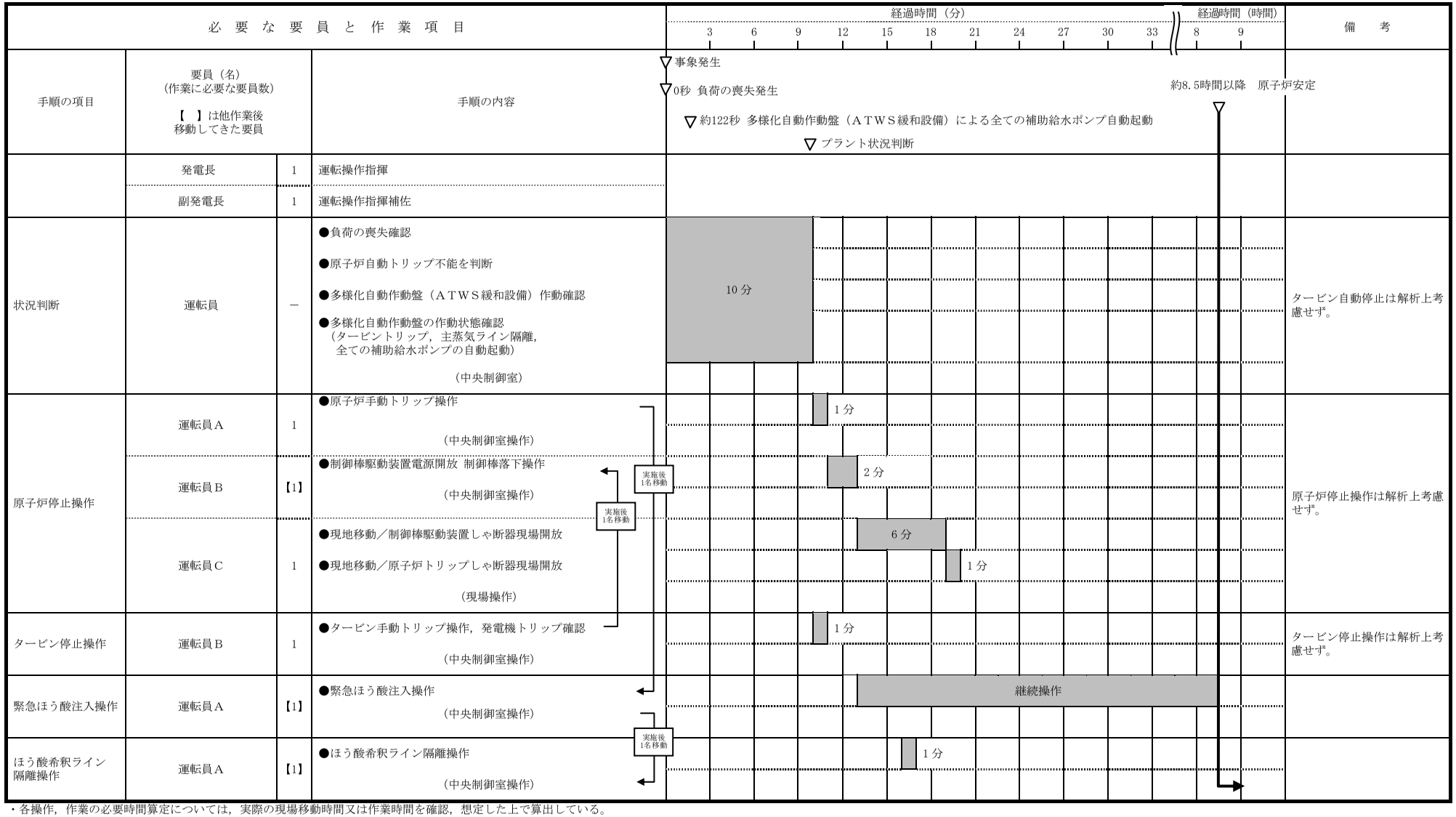
※８：格納容器スプレイ信号が発信すれば，格納容器スプレイにより格納容器の健全性は維持される。

第 7.1.5.4 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展）



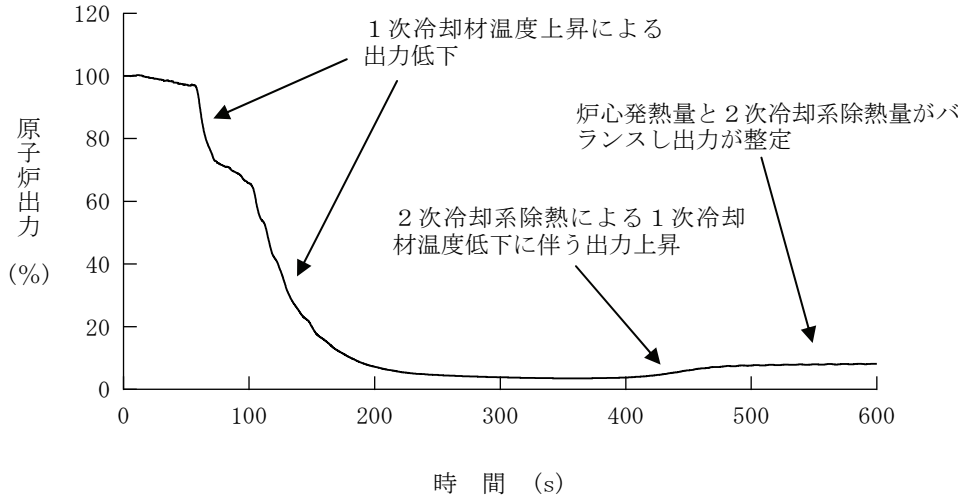
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.1.5.5図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間
（主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）

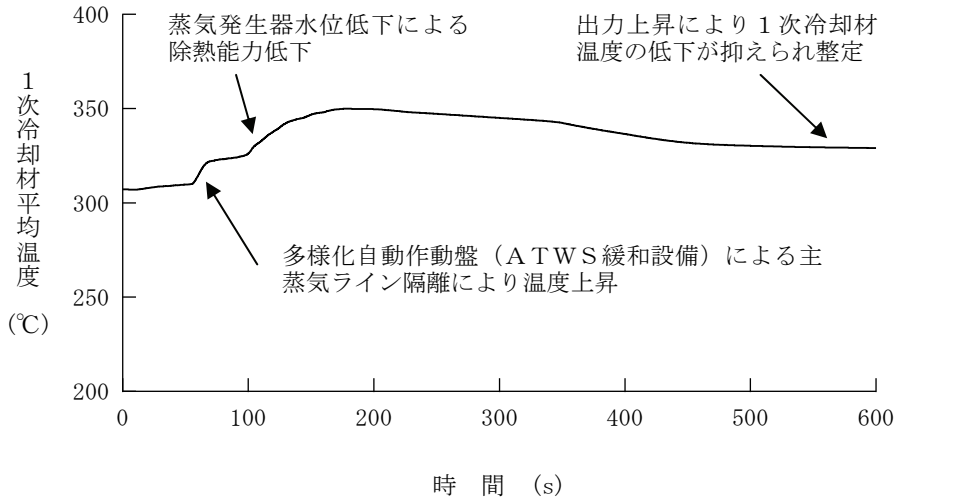


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

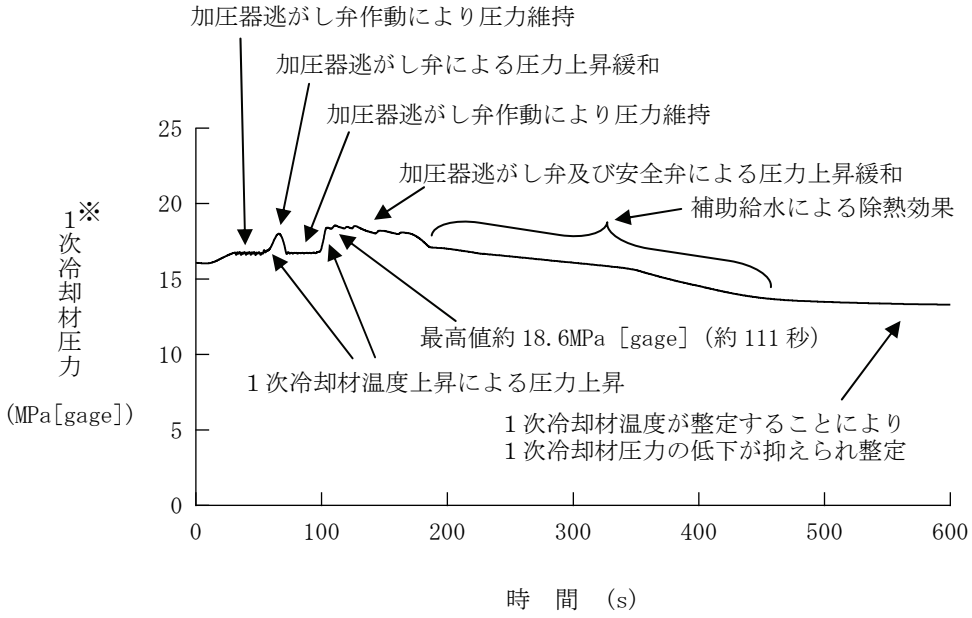
第7.1.5.6図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間
（負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）



第7.1.5.7図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失）

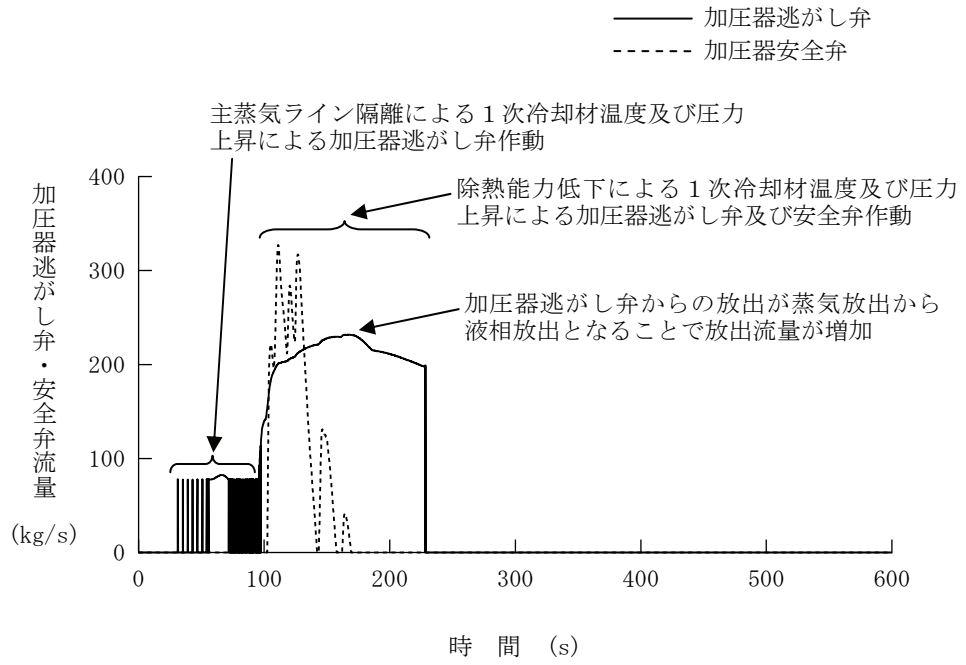


第7.1.5.8図　１次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）

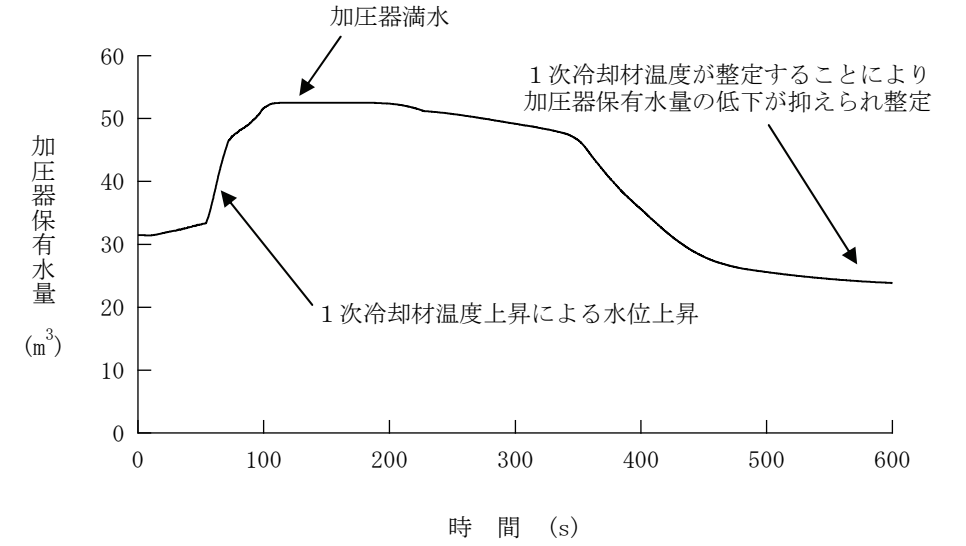


※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

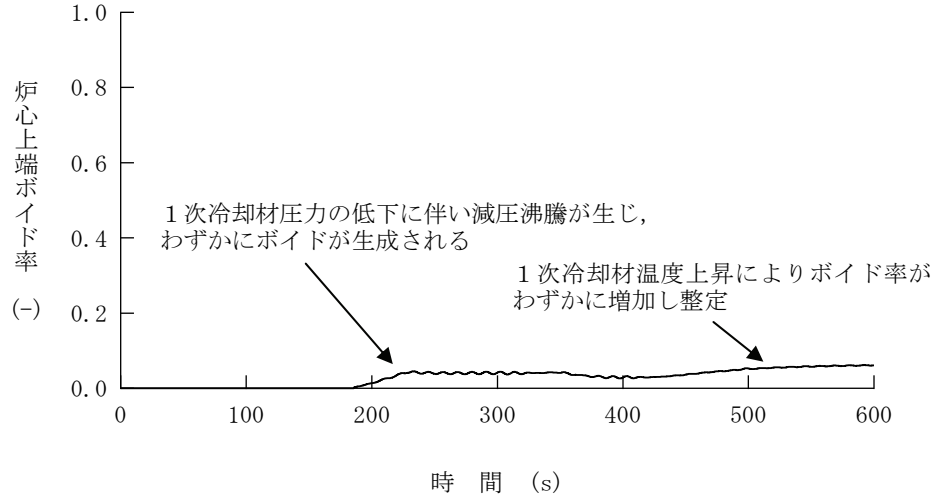
第7.1.5.9図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）



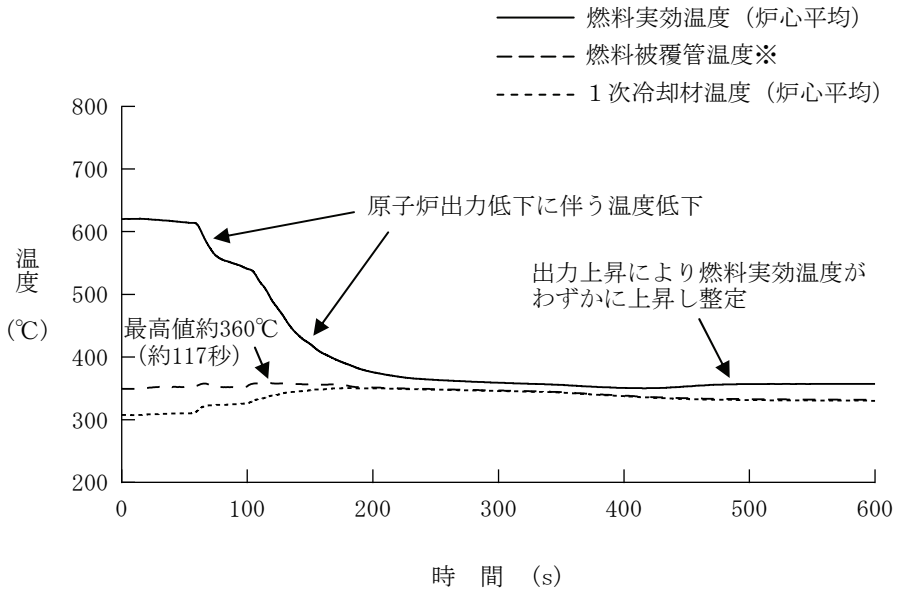
第7.1.5.10図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）



第7.1.5.11図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）

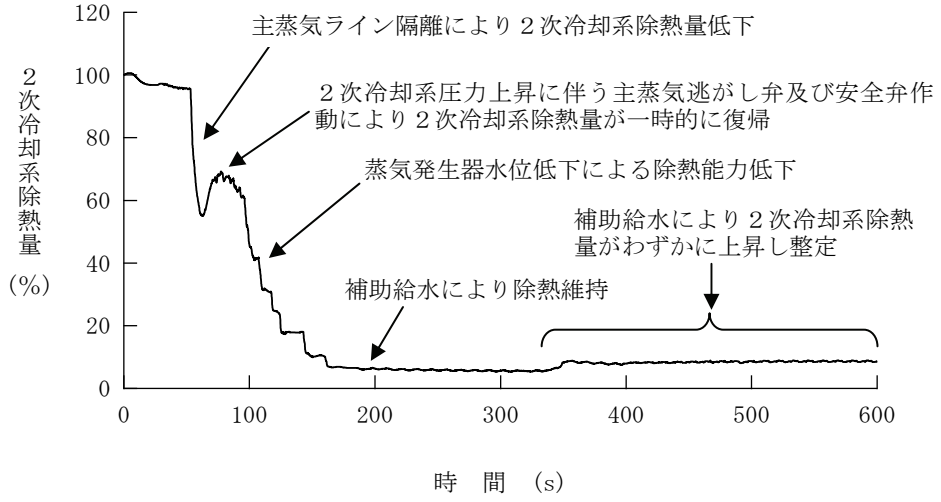


第7.1.5.12図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）

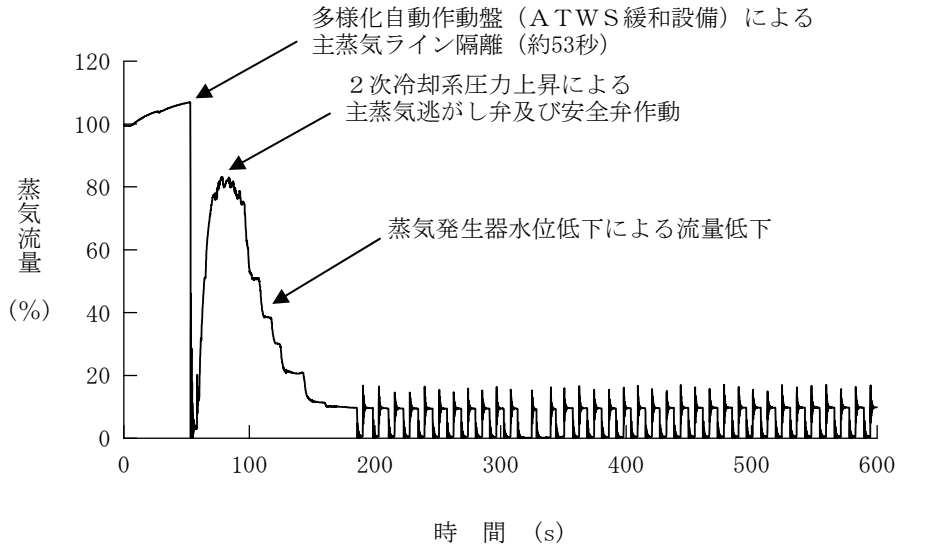


※：燃料被覆管温度は，３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

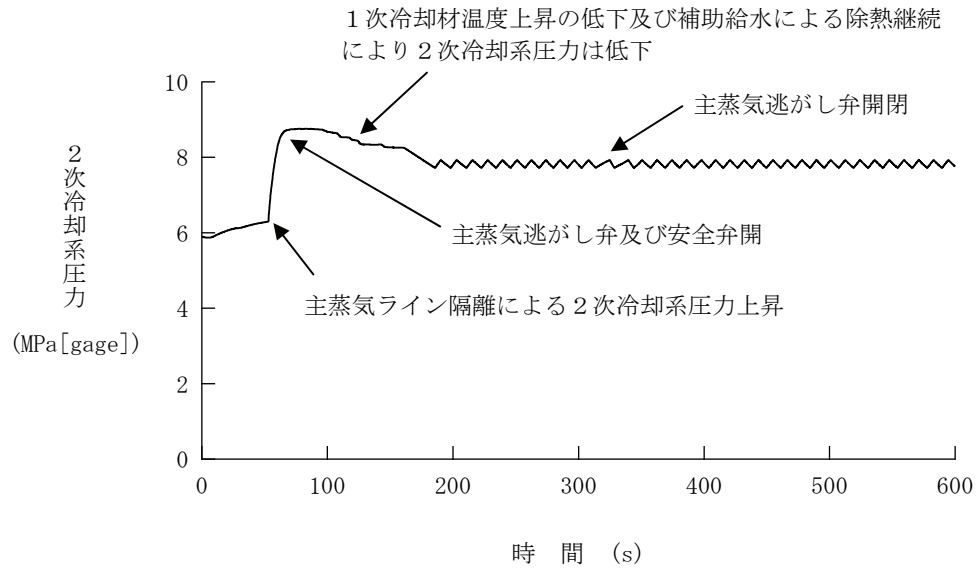
第7.1.5.13図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）



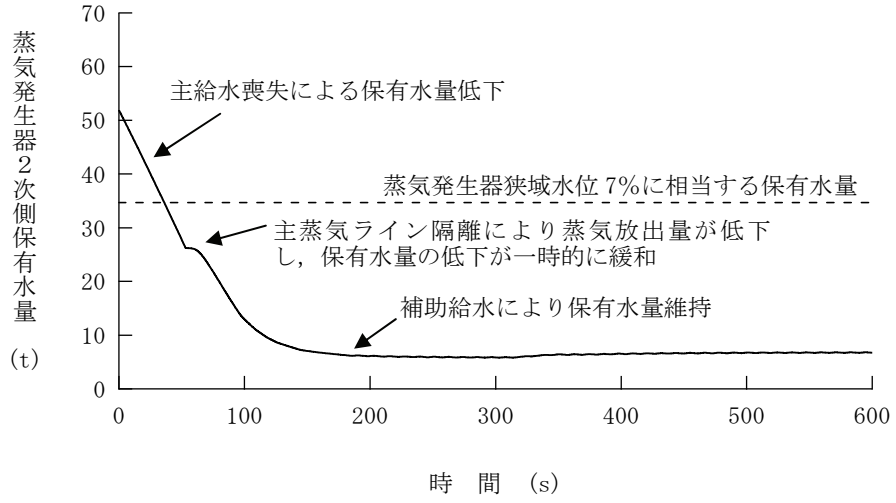
第7.1.5.14図　２次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）



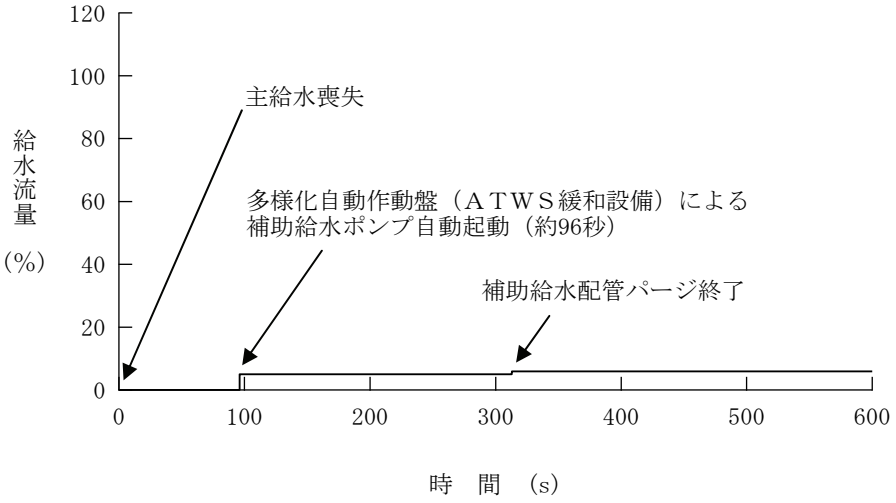
第7.1.5.15図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失）



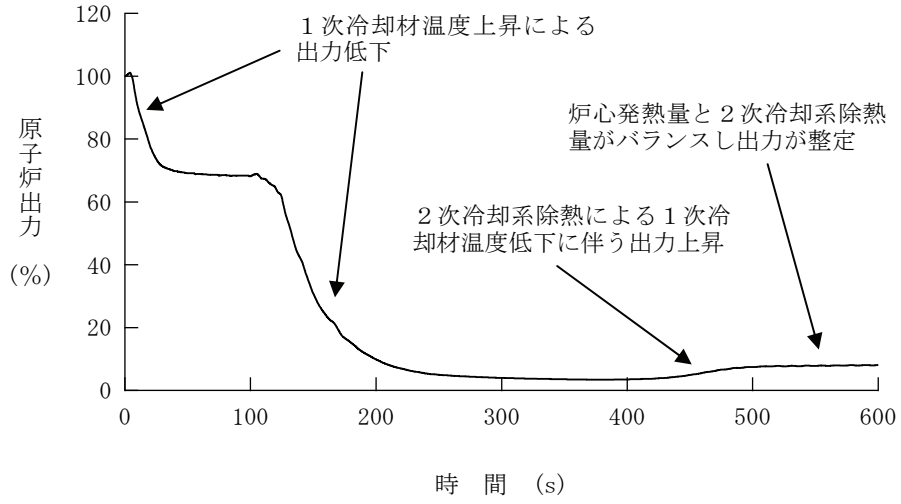
第7.1.5.16図　２次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）



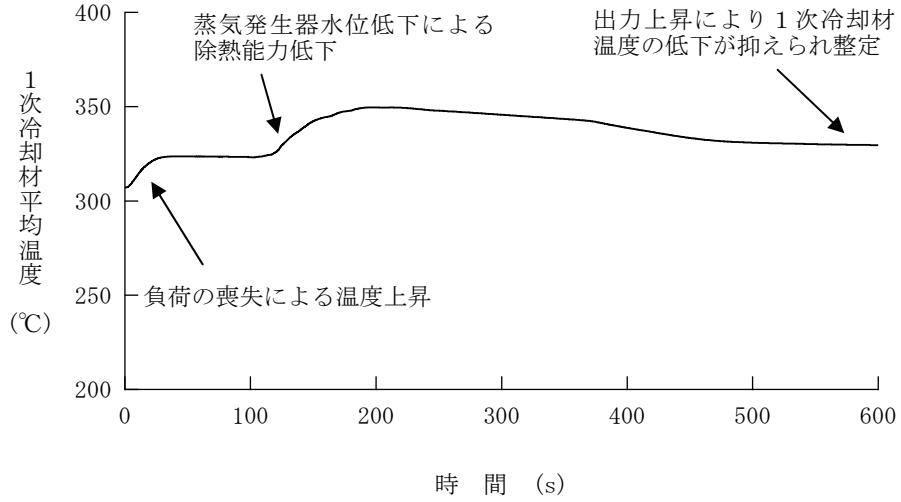
第7.1.5.17図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（主給水流量喪失）



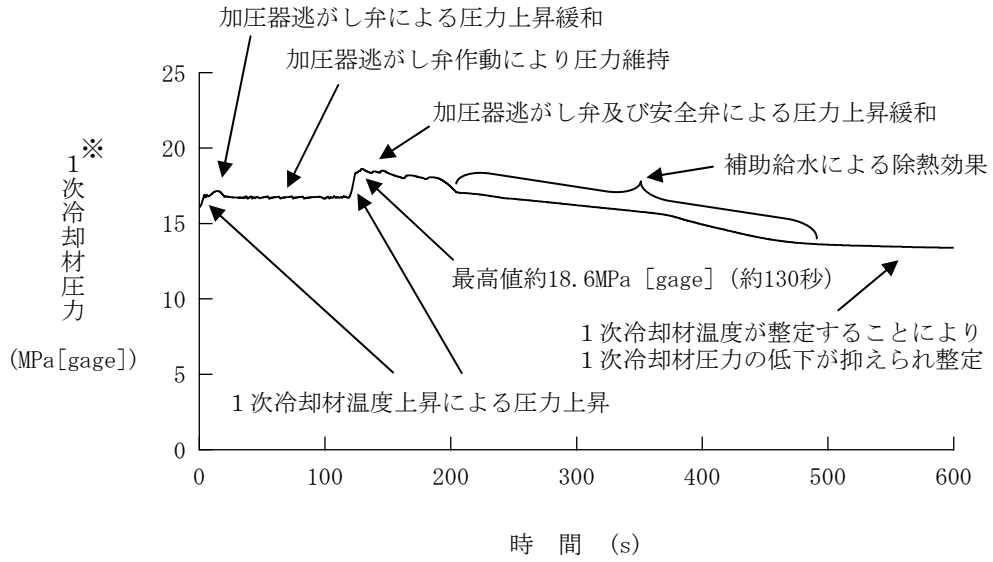
第7.1.5.18図　給水流量の推移（主給水流量喪失）



第7.1.5.19図　原子炉出力の推移（負荷の喪失）

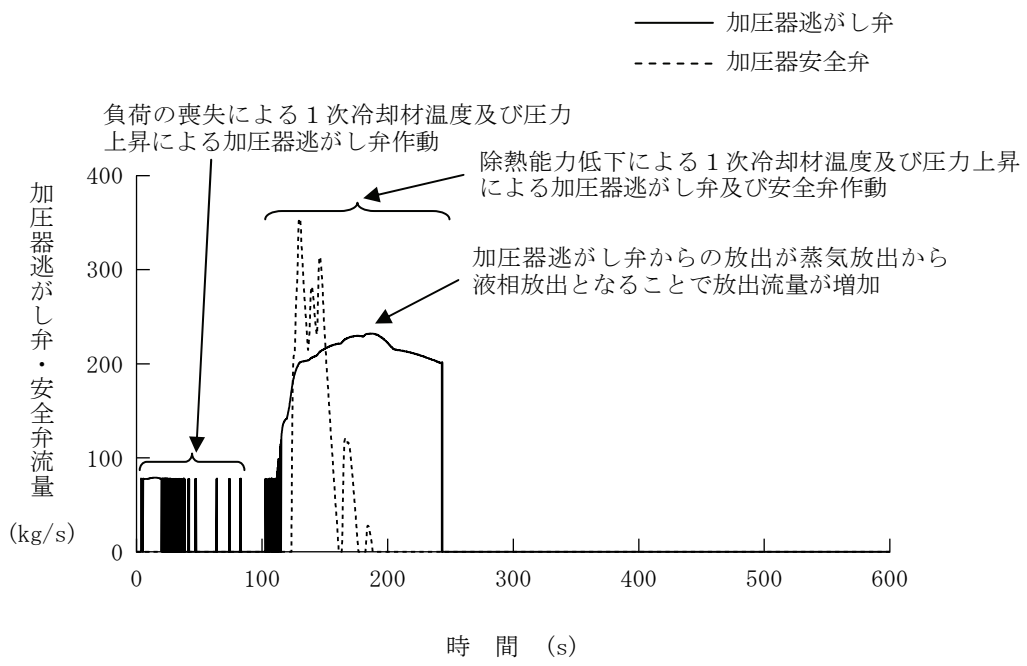


第7.1.5.20図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）

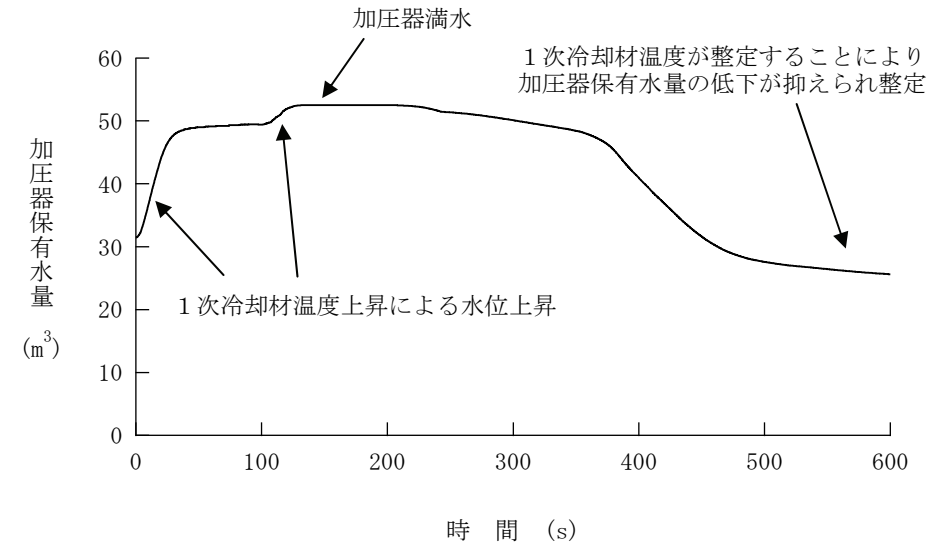


※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

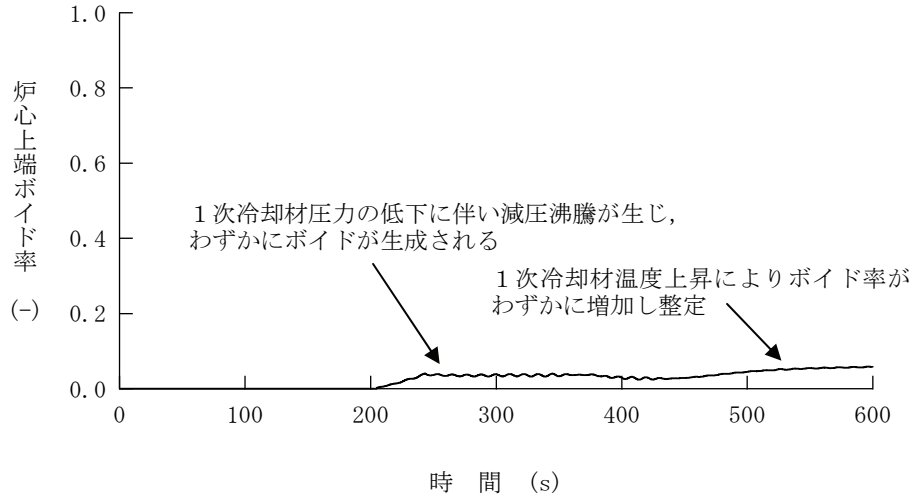
第7.1.5.21図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）



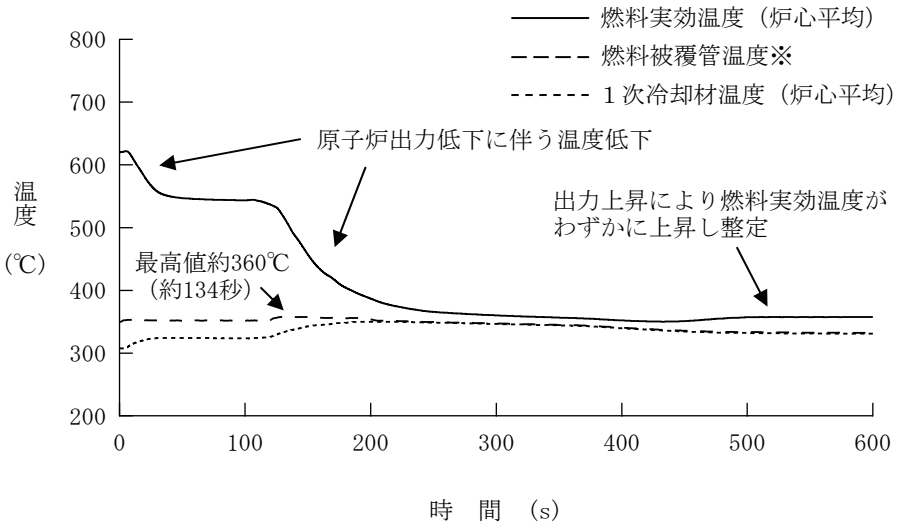
第7.1.5.22図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）



第7.1.5.23図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）

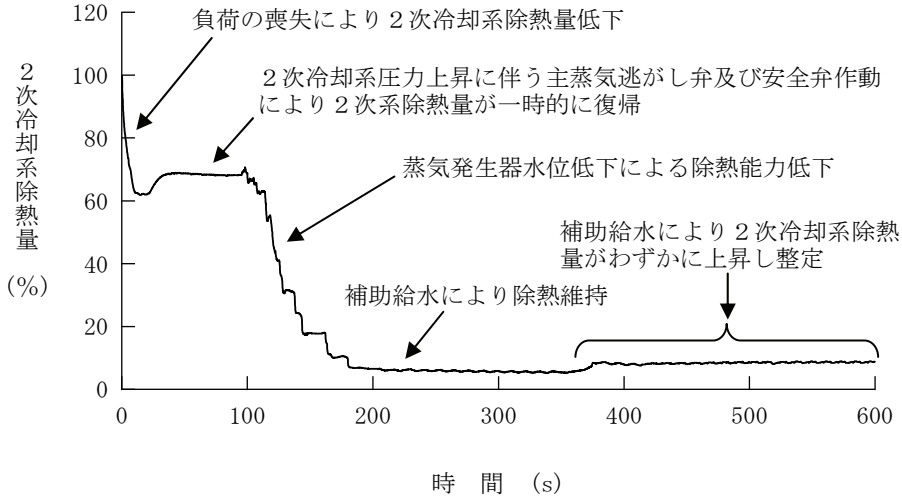


第7.1.5.24図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）

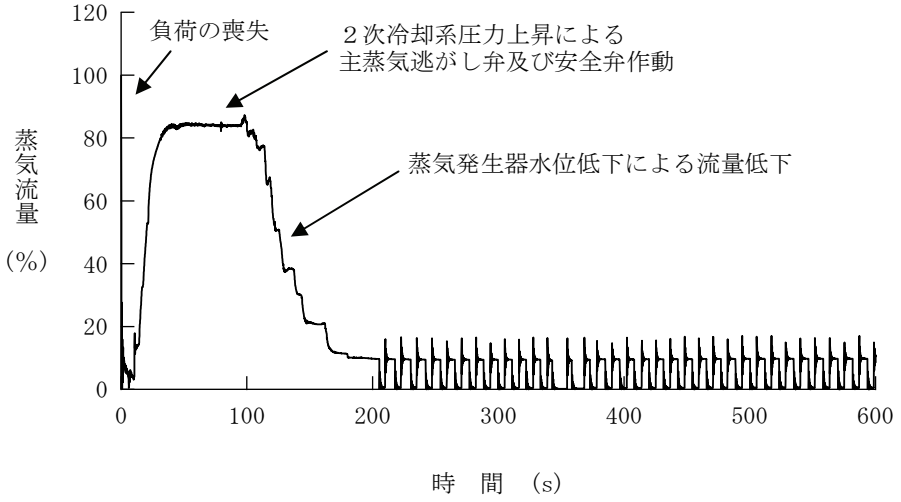


※：燃料被覆管温度は，３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

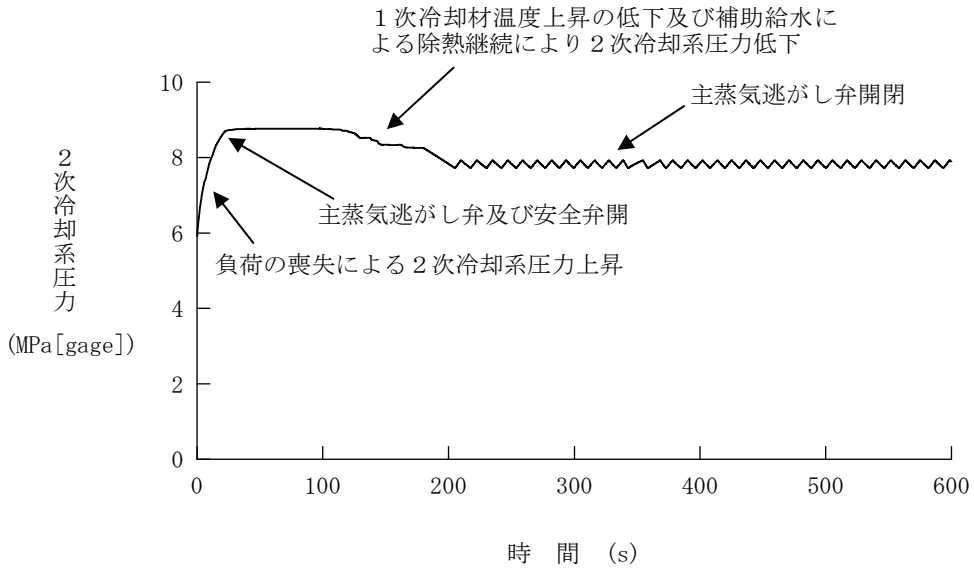
第7.1.5.25図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）



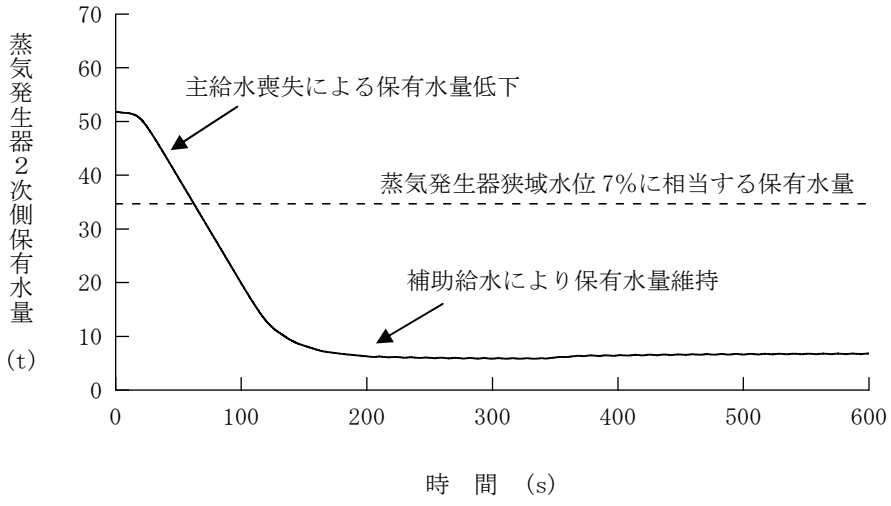
第7.1.5.26図　２次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）



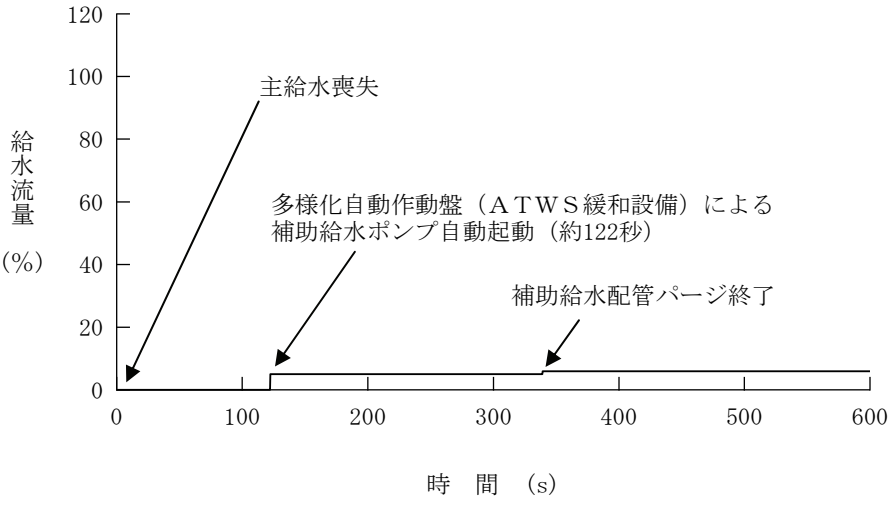
第7.1.5.27図　蒸気流量の推移（負荷の喪失）



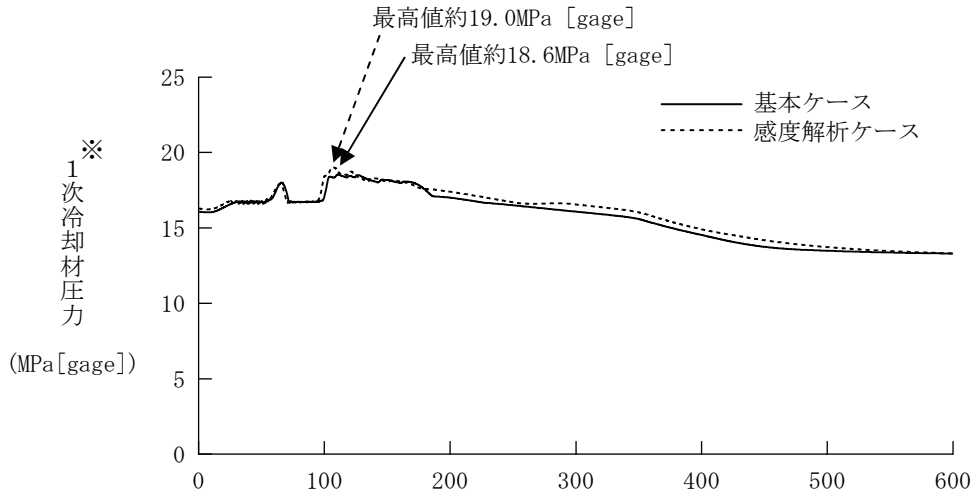
第7.1.5.28図　２次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）



第7.1.5.29図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）

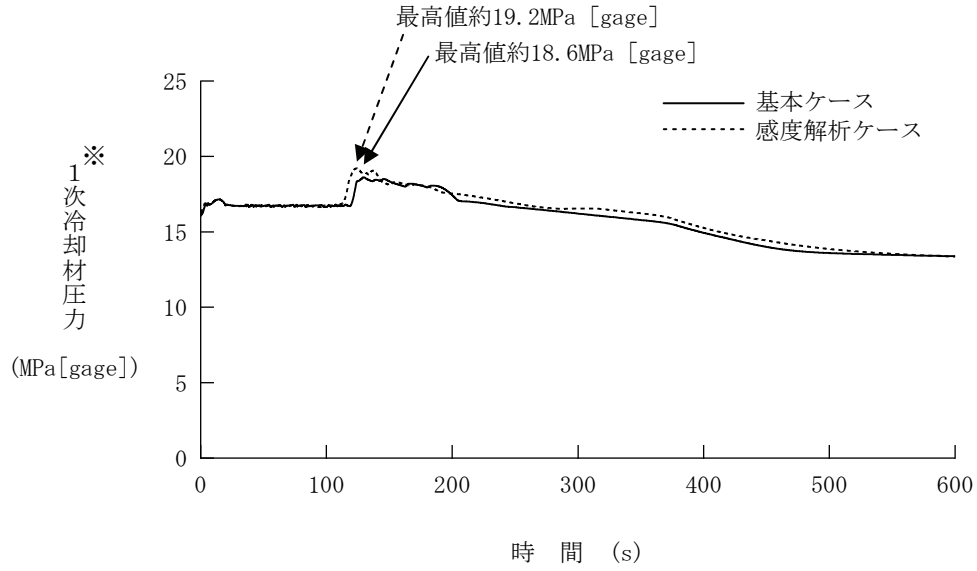


第7.1.5.30図　給水流量の推移（負荷の喪失）



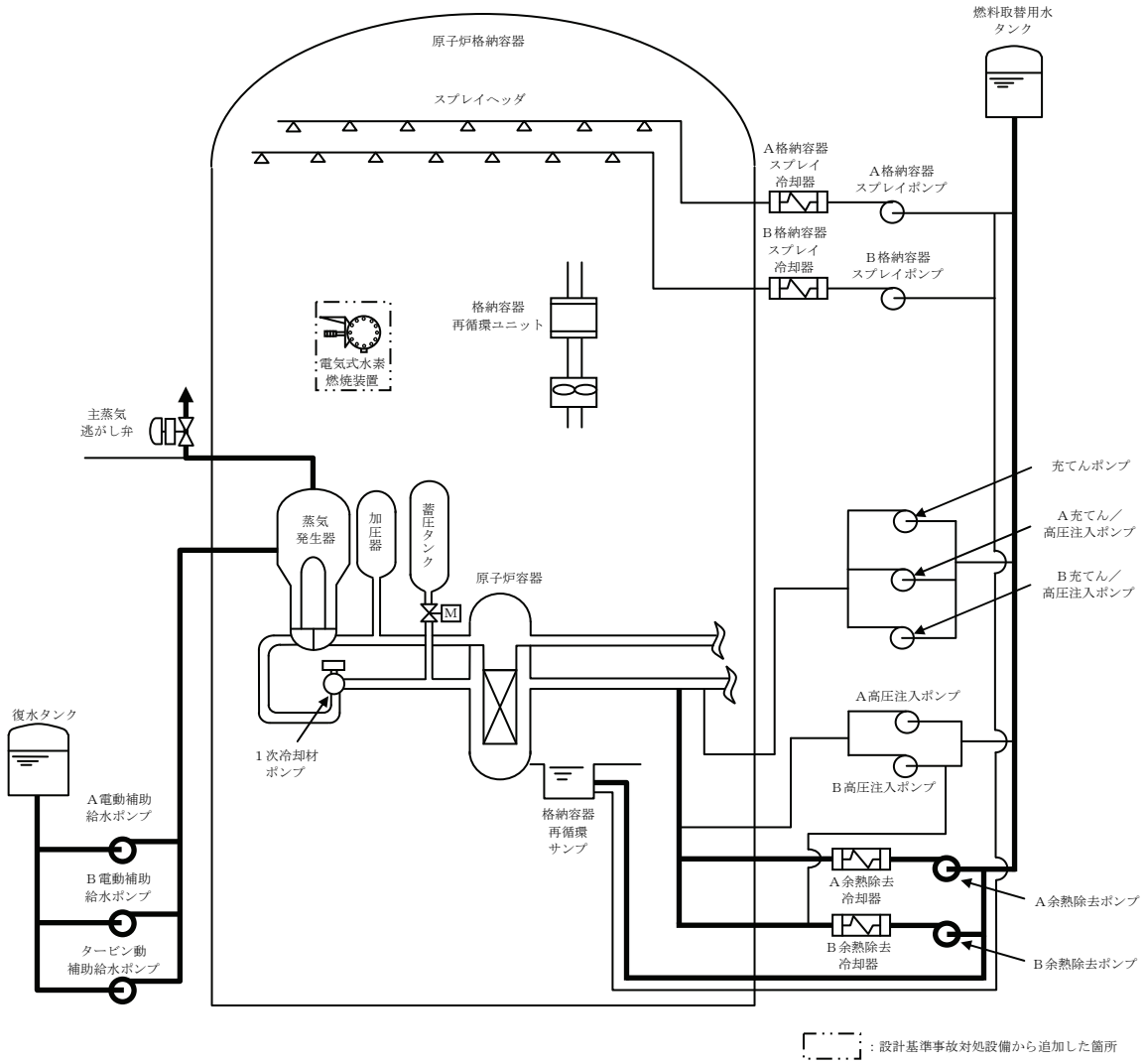
※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.31 図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）
（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）

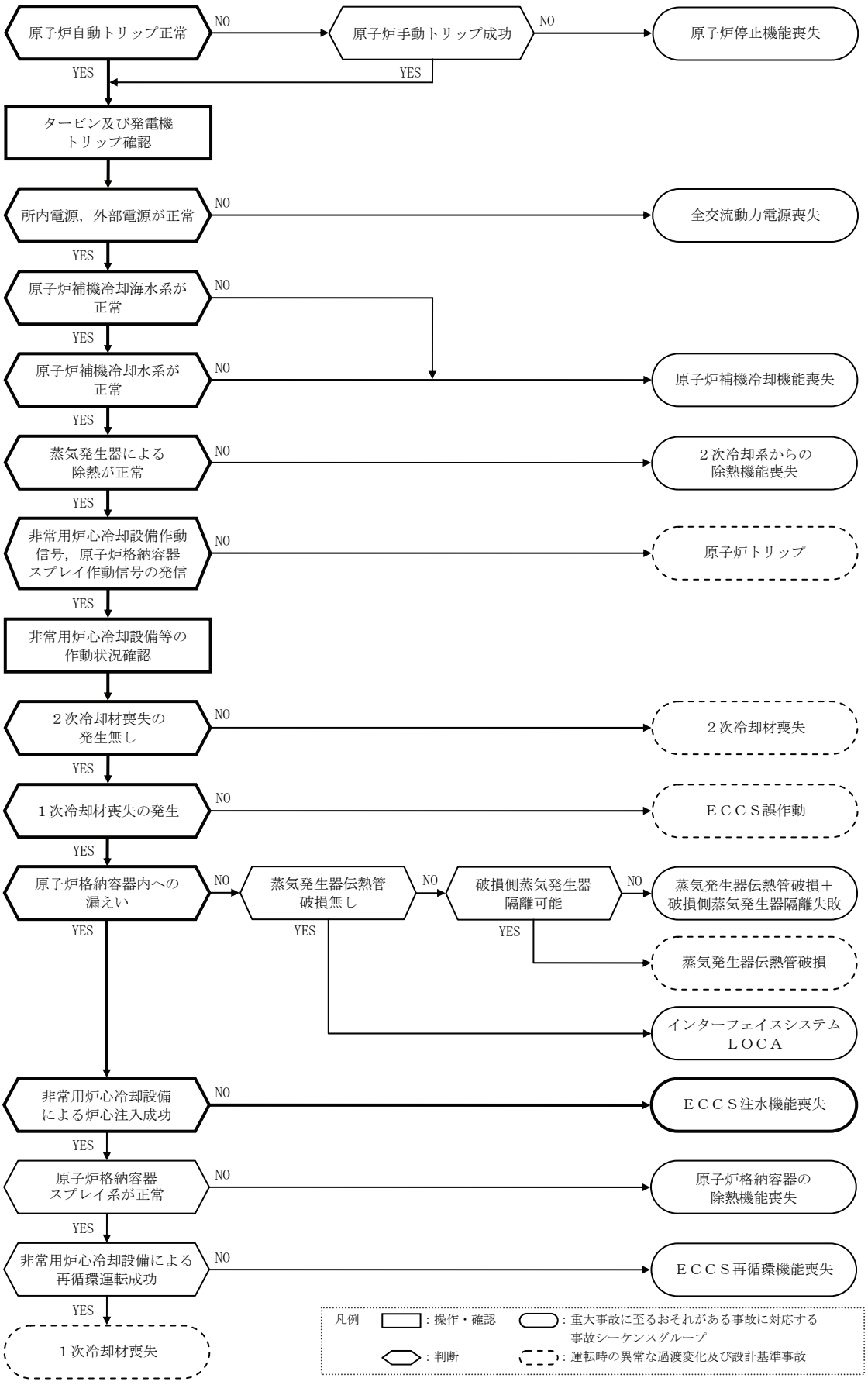


※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

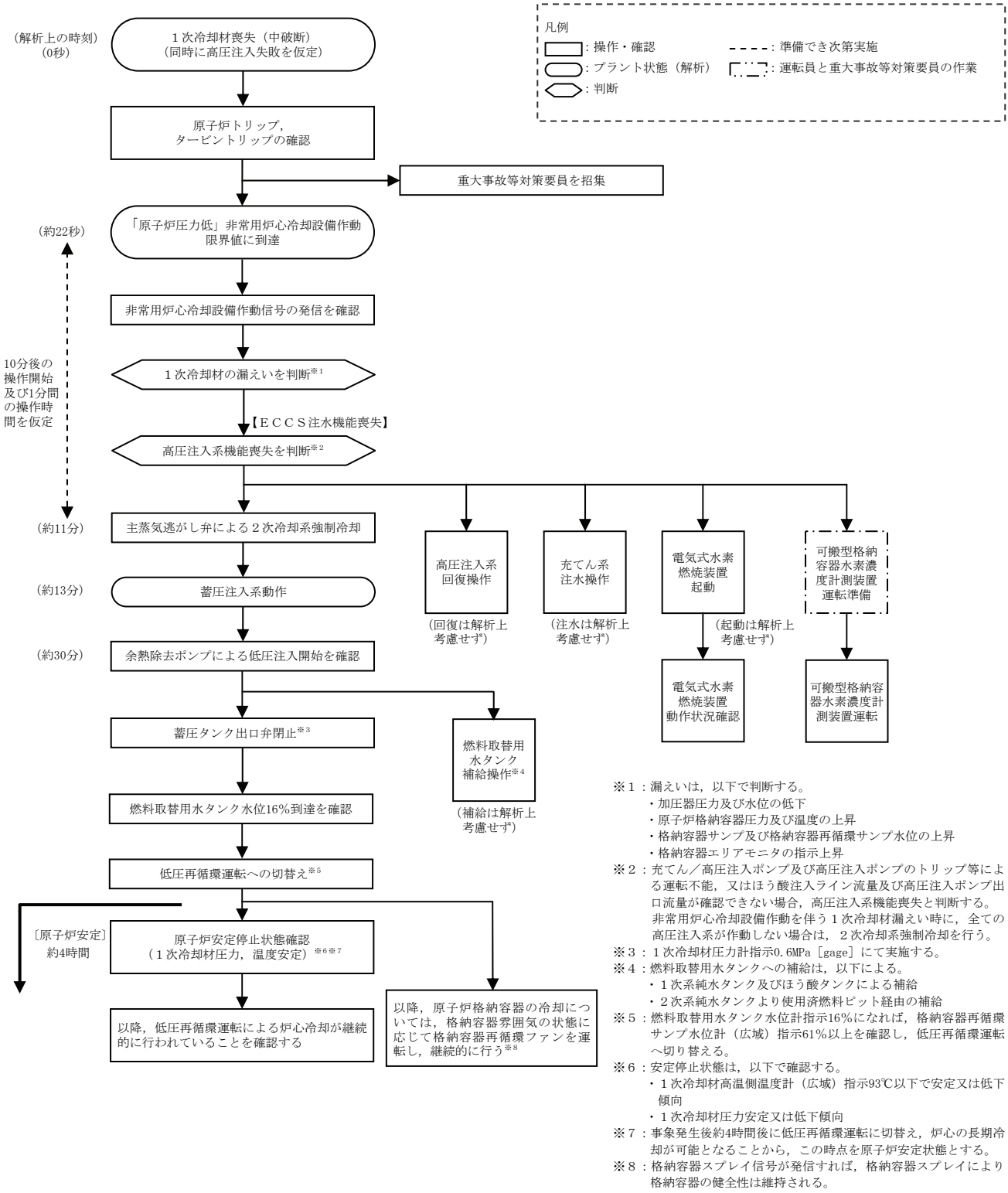
第 7.1.5.32 図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）
（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）



第 7.1.6.1 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.6.2 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）



※１：漏えいは，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタの指示上昇

※２：充てん／高圧注入ポンプ及び高圧注入ポンプのトリップ等による運転不能，又はほう酸注入ライン流量及び高圧注入ポンプ出口流量が確認できない場合，高圧注入系機能喪失と判断する。非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に，全ての高圧注入系が作動しない場合は，２次冷却系強制冷却を行う。

※３：１次冷却材圧力計指示0.6MPa［gage］にて実施する。

※４：燃料取替用水タンクへの補給は，以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・２次系純水タンクより使用済燃料ピット経由の補給

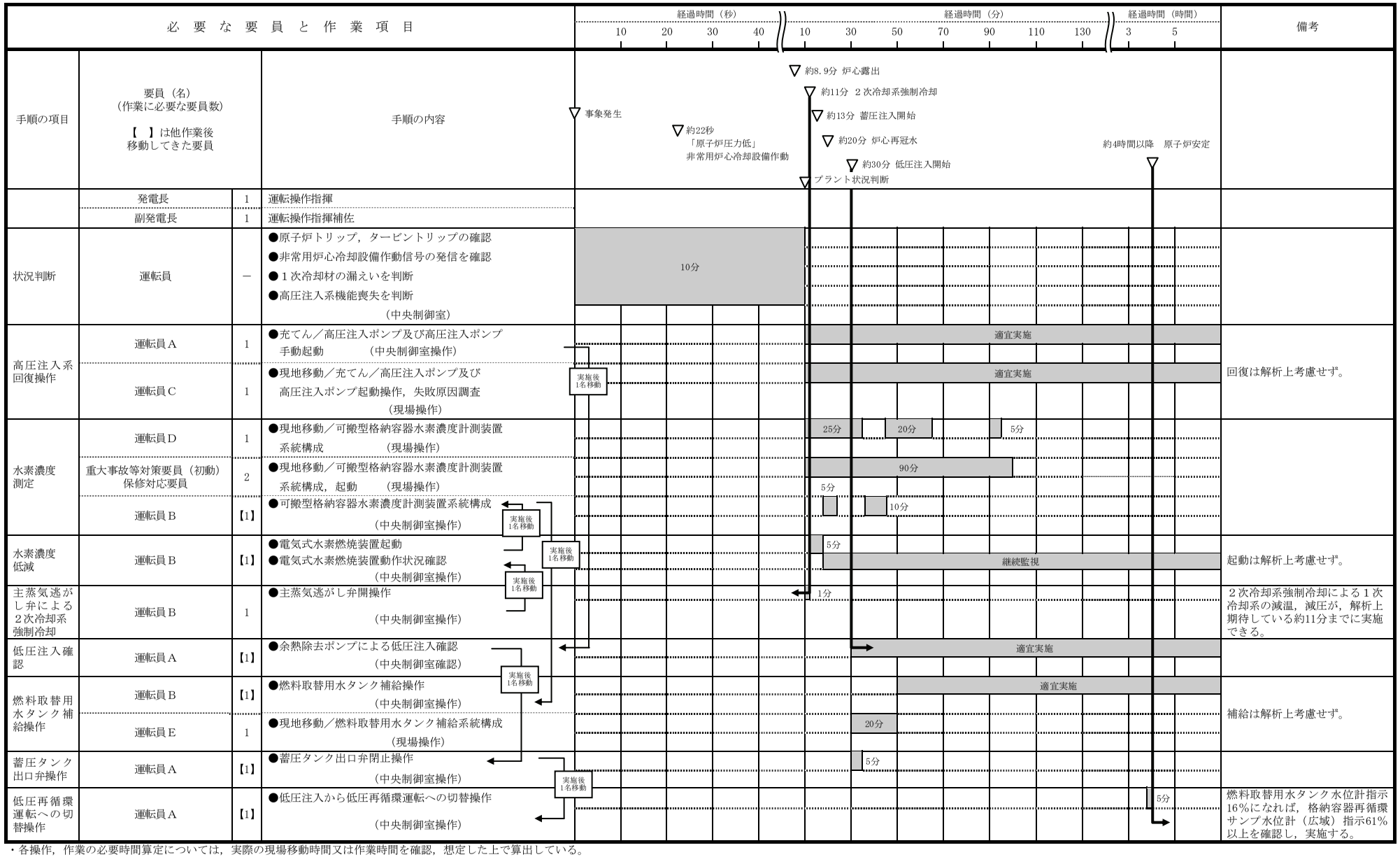
※５：燃料取替用水タンク水位計指示16％になれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61％以上を確認し，低圧再循環運転へ切り替える。

※６：安定停止状態は，以下で確認する。
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃以下で安定又は低下傾向
・１次冷却材圧力安定又は低下傾向

※７：事象発生後約4時間後に低圧再循環運転に切替え，炉心の長期冷却が可能となることから，この時点を原子炉安定状態とする。

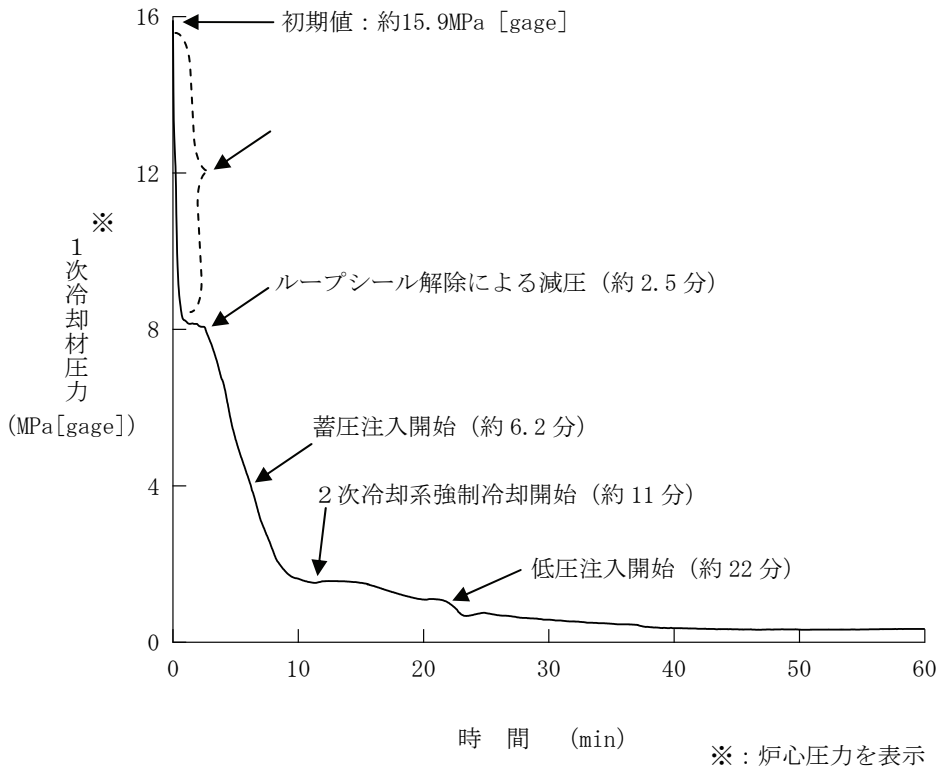
※８：格納容器スプレイ信号が発信すれば，格納容器スプレイにより格納容器の健全性は維持される。

第 7.1.6.3 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」の事象進展）

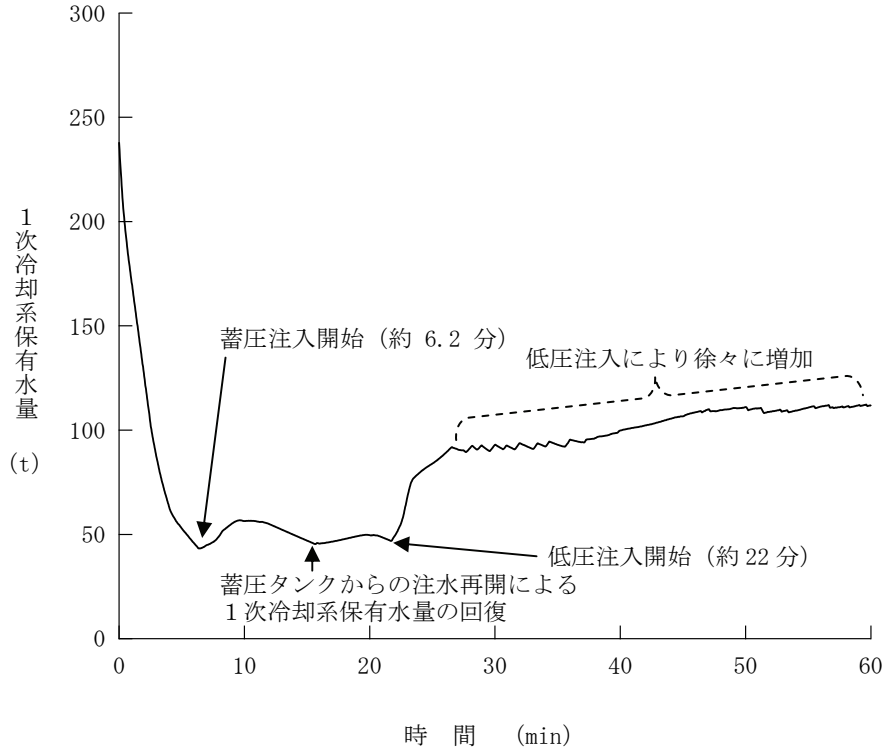


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

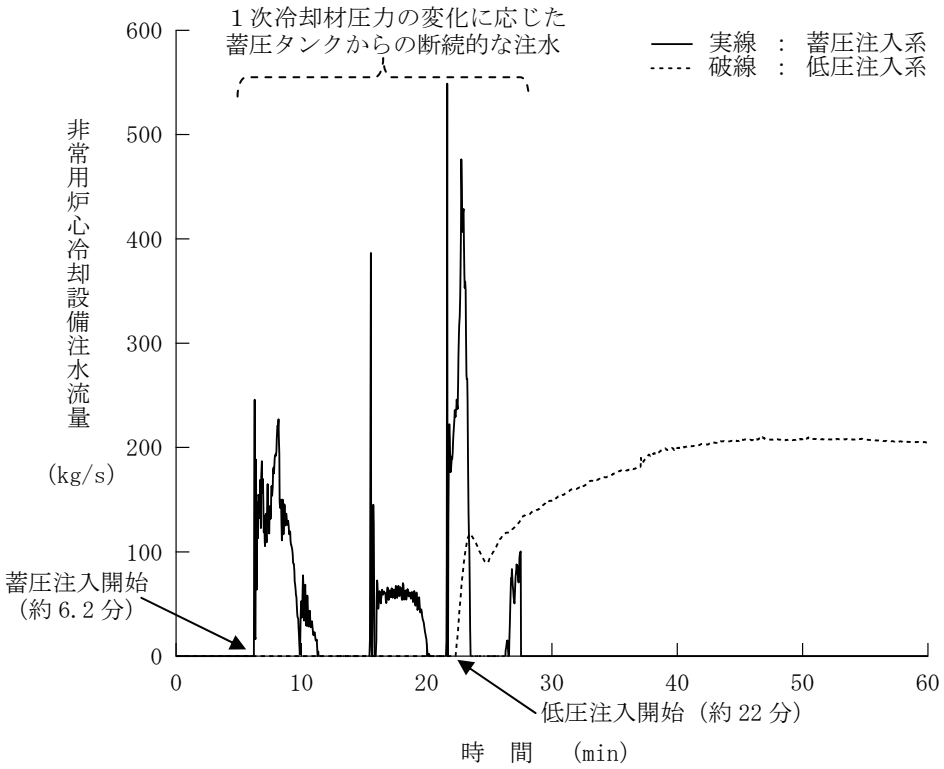
第7.1.6.4図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間（中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故）



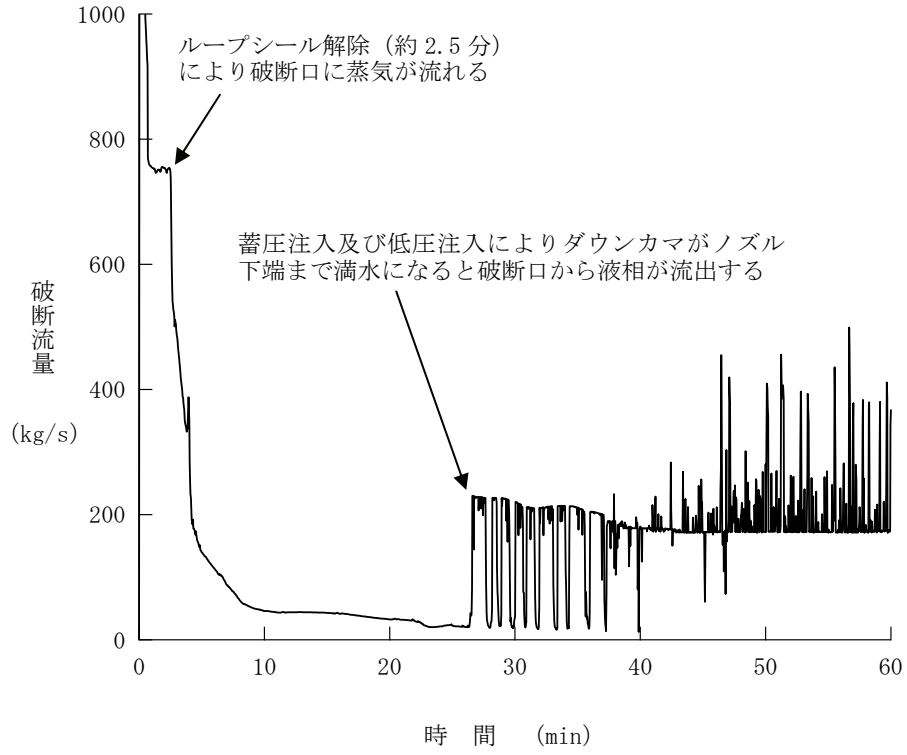
第 7.1.6.5 図　１次冷却材圧力の推移（6 インチ破断）



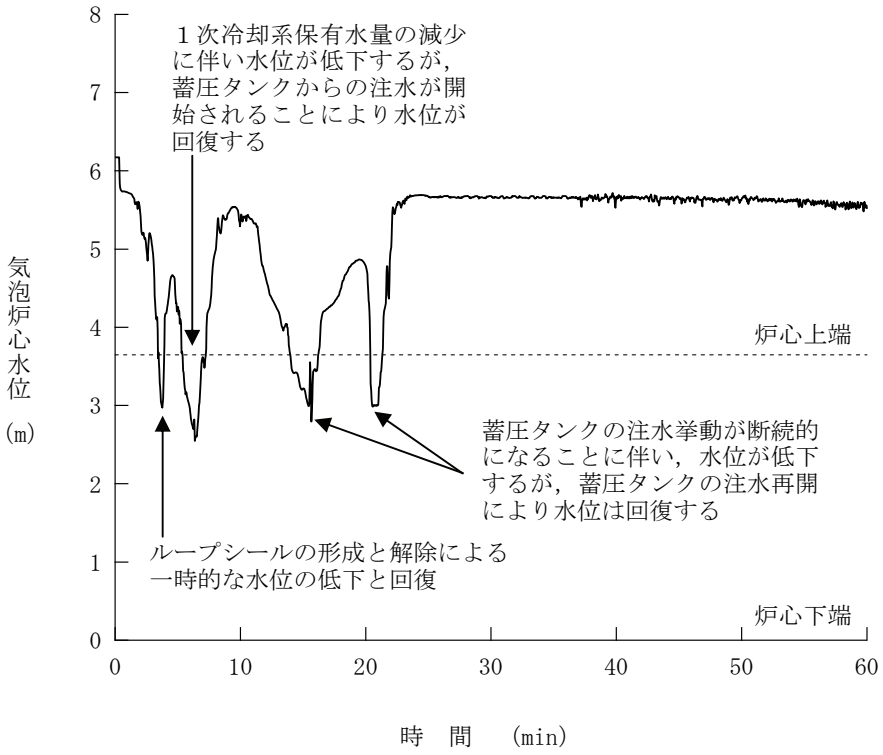
第 7.1.6.6 図　１次冷却系保有水量の推移（6 インチ破断）



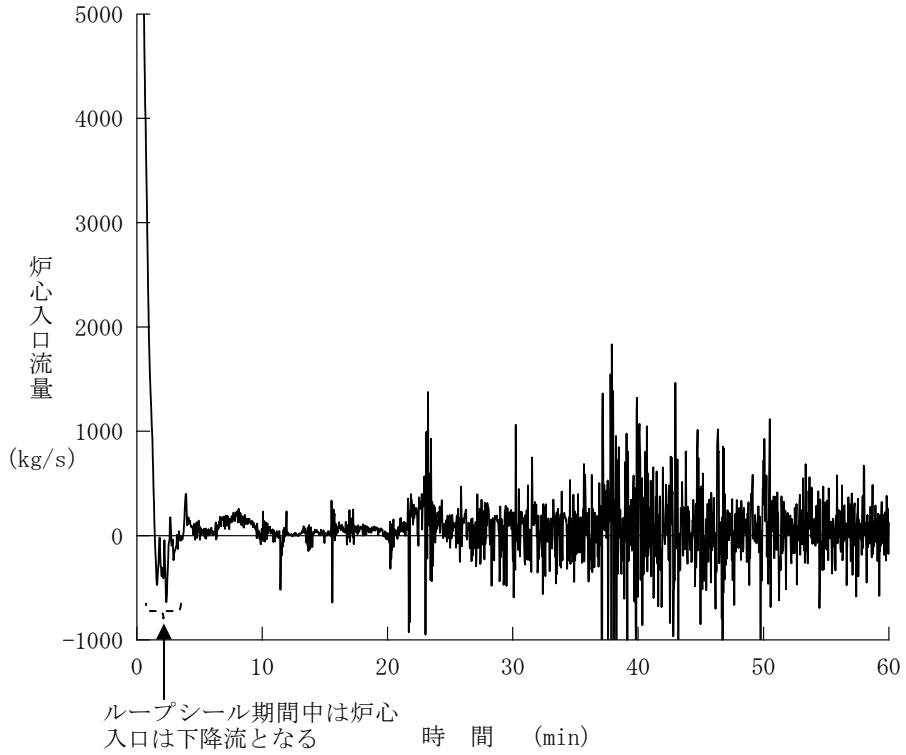
第 7.1.6.7 図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（6 インチ破断）



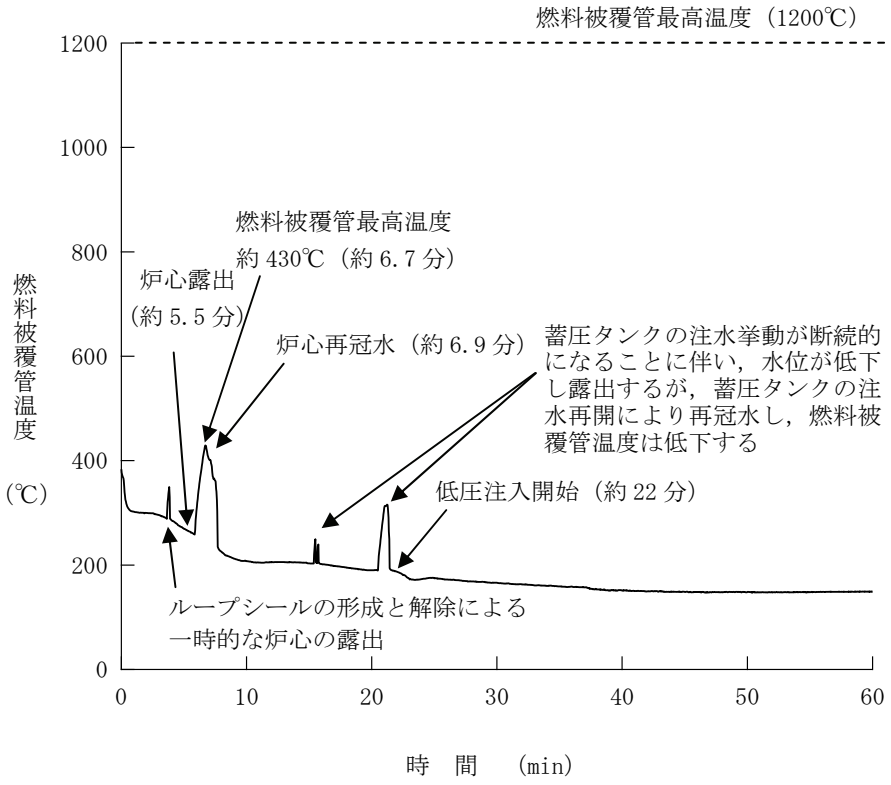
第 7.1.6.8 図　破断流量の推移（6 インチ破断）



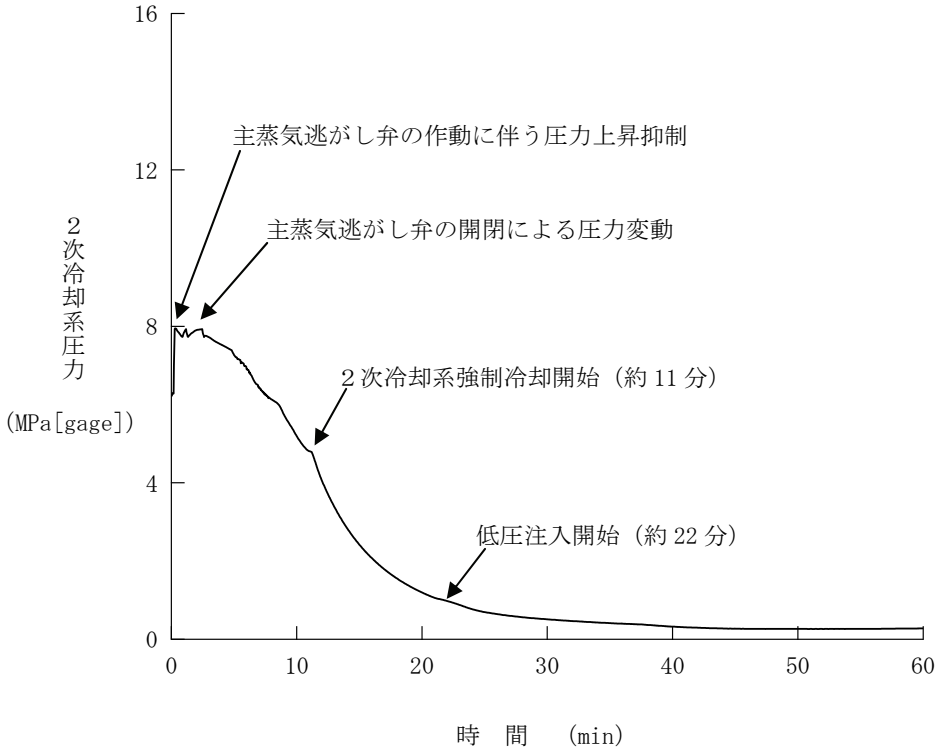
第 7.1.6.9 図　気泡炉心水位の推移（6 インチ破断）



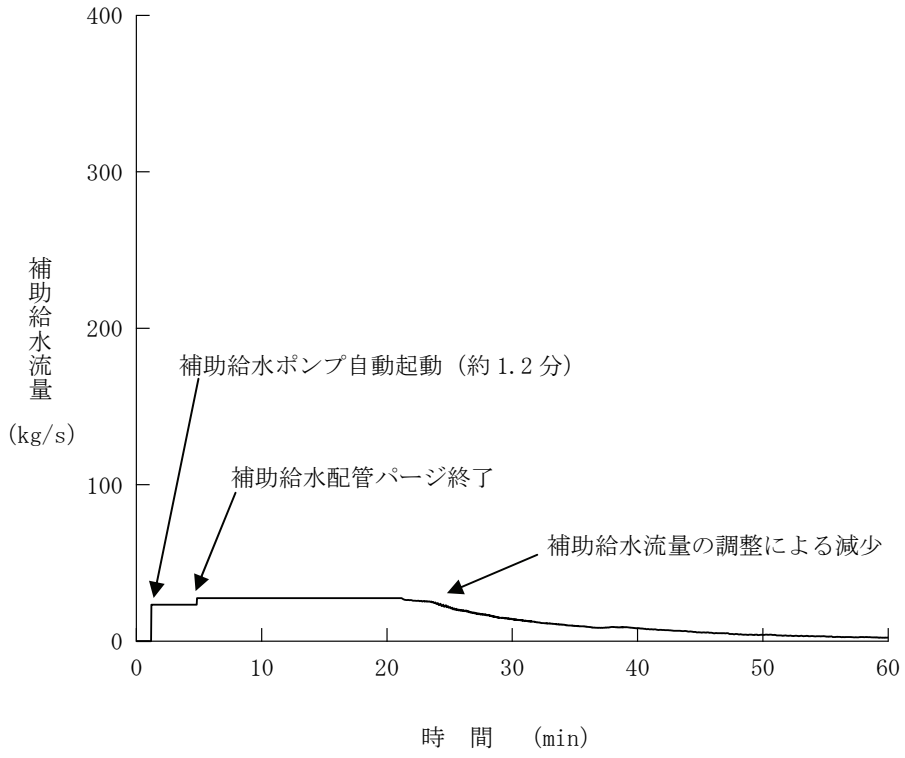
第 7.1.6.10 図　炉心入口流量の推移（6 インチ破断）



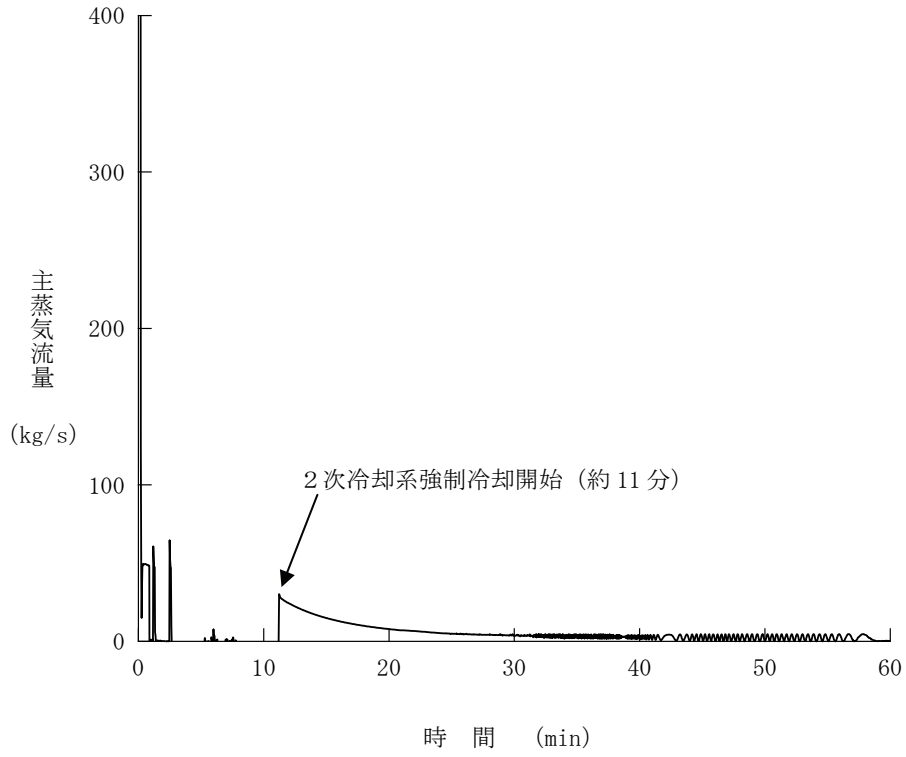
第 7.1.6.11 図　燃料被覆管温度の推移（6 インチ破断）



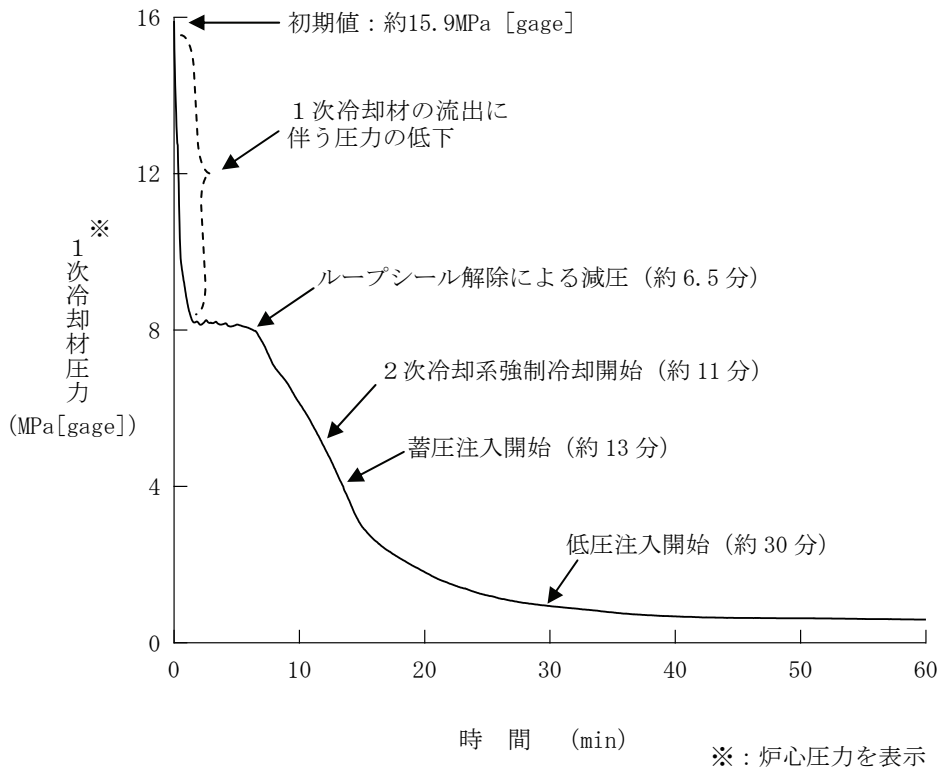
第 7.1.6.12 図　２次冷却系圧力の推移（6 インチ破断）



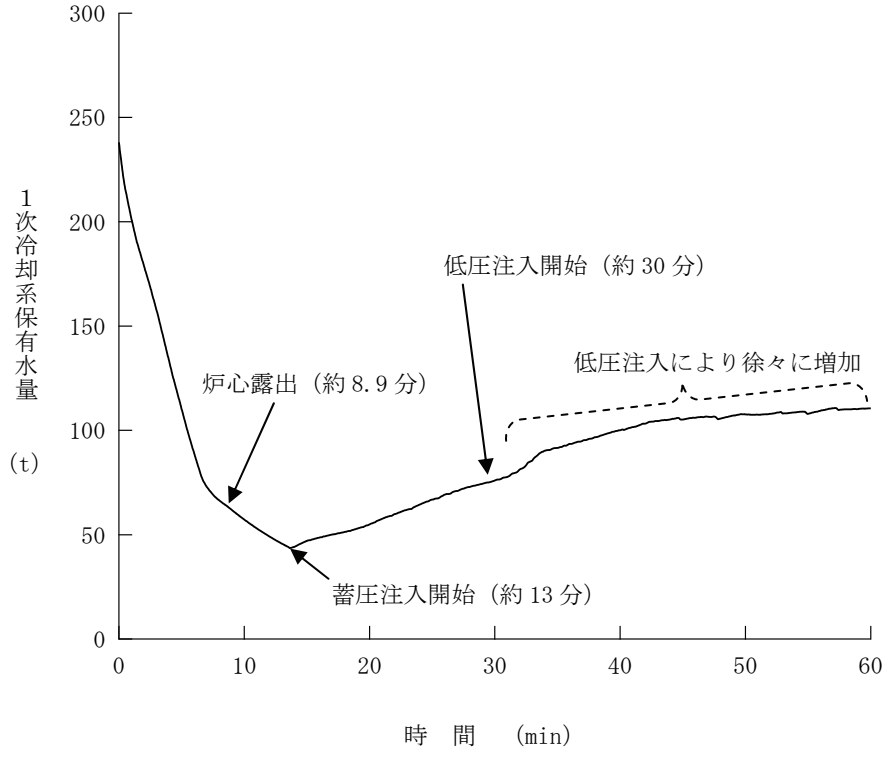
第 7.1.6.13 図　補助給水流量の推移（6 インチ破断）



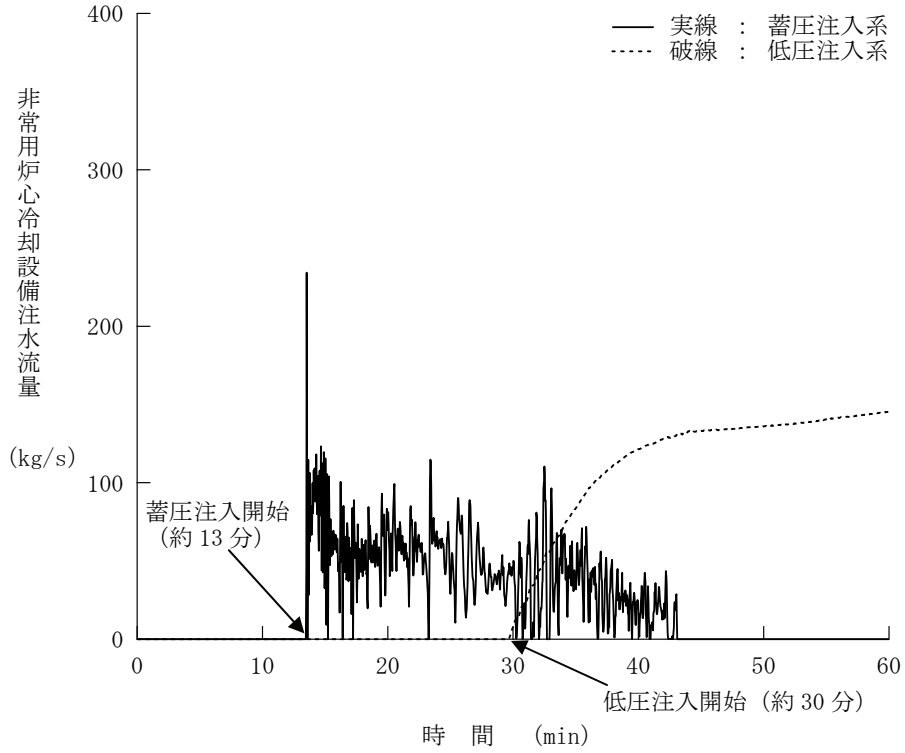
第 7.1.6.14 図　主蒸気流量の推移（6 インチ破断）



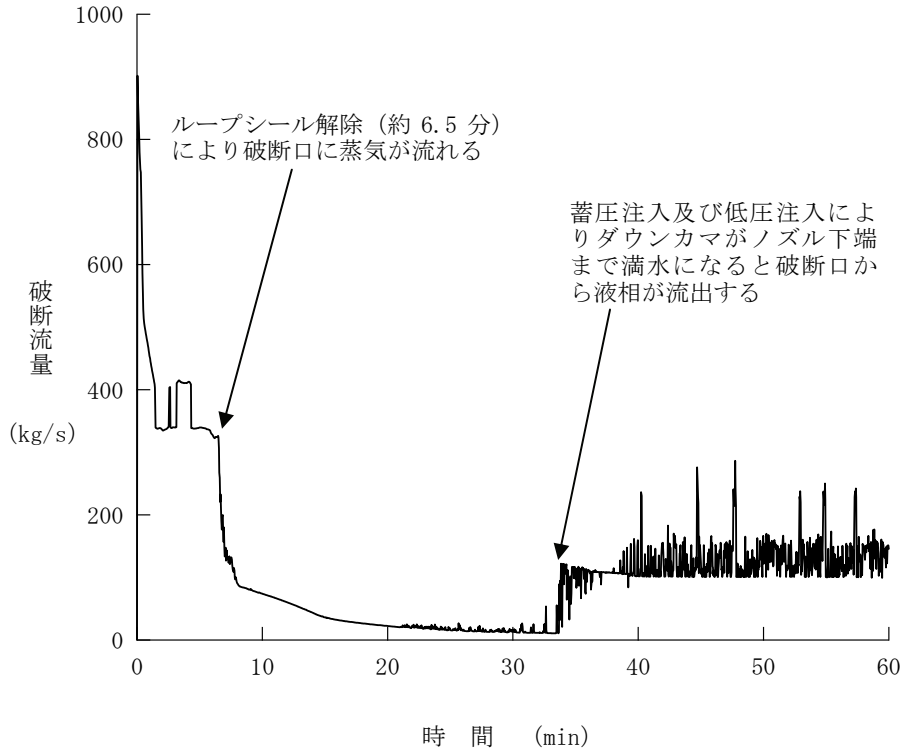
第 7.1.6.15 図　１次冷却材圧力の推移（4 インチ破断）



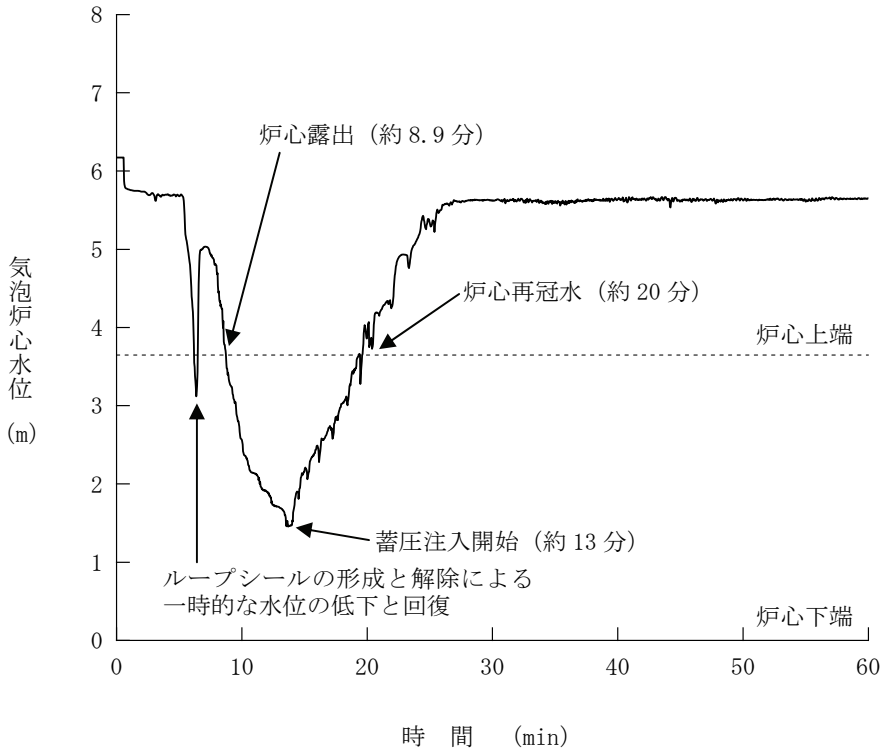
第 7.1.6.16 図　１次冷却系保有水量の推移（4 インチ破断）



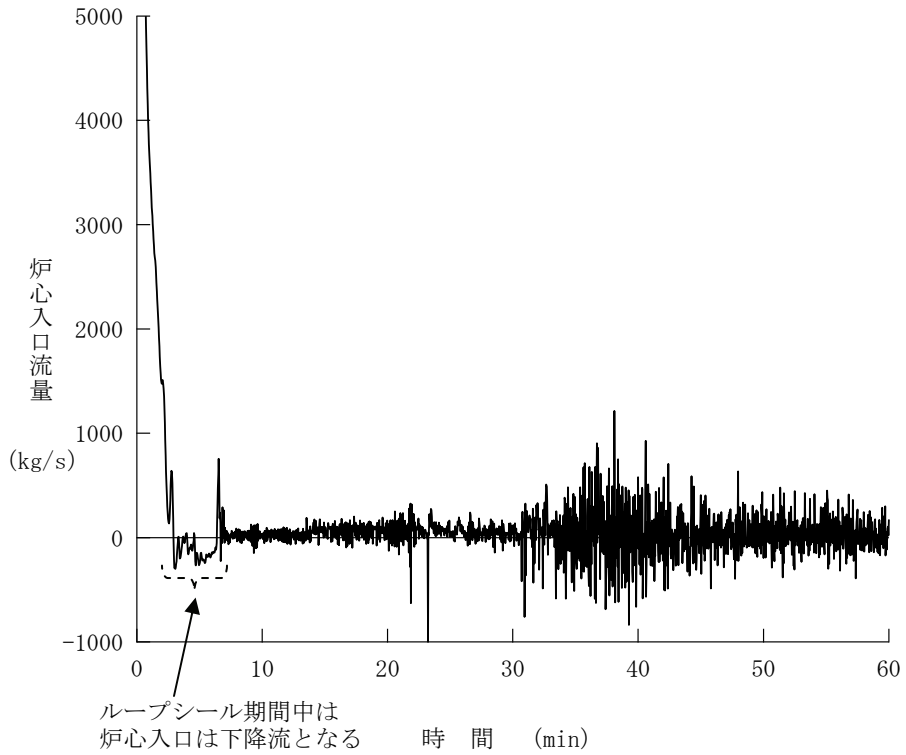
第 7.1.6.17 図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（4 インチ破断）



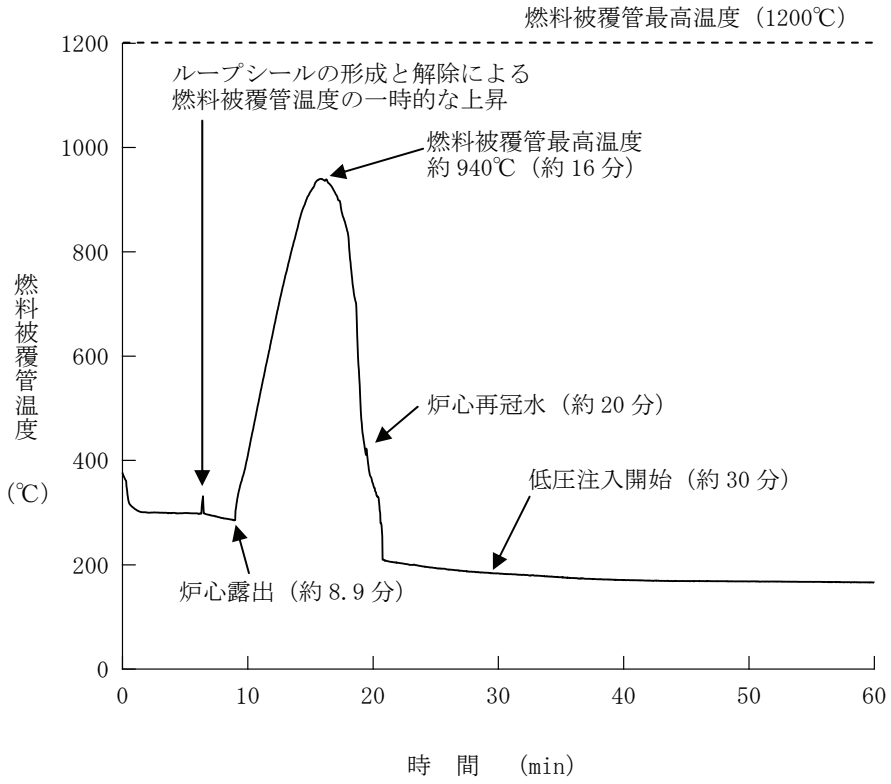
第 7.1.6.18 図　破断流量の推移（4 インチ破断）



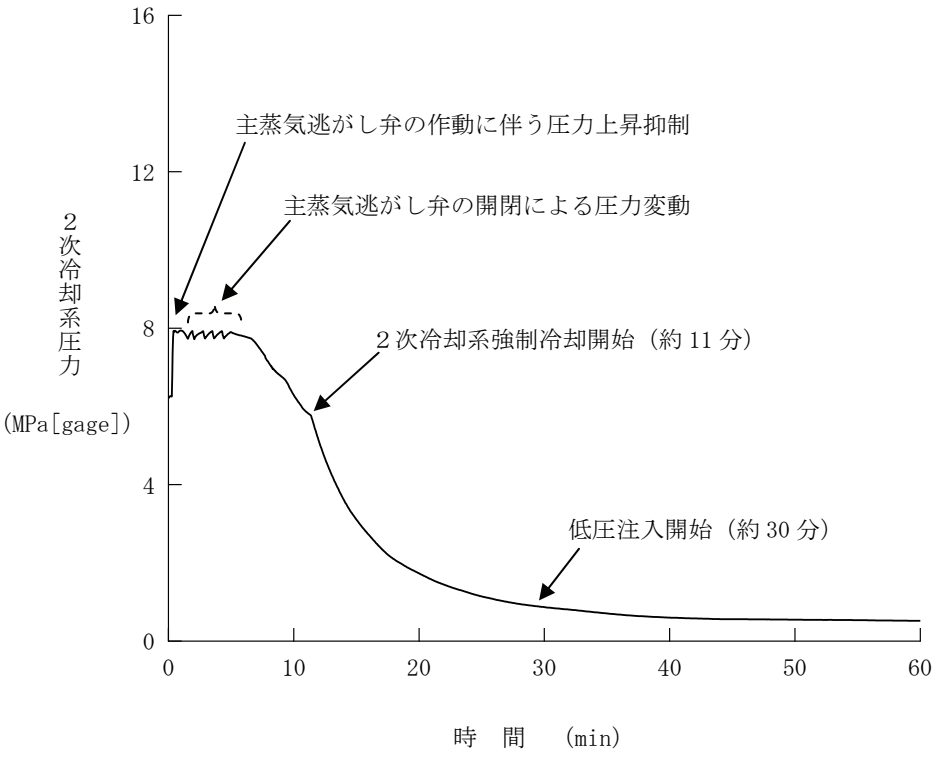
第 7.1.6.19 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）



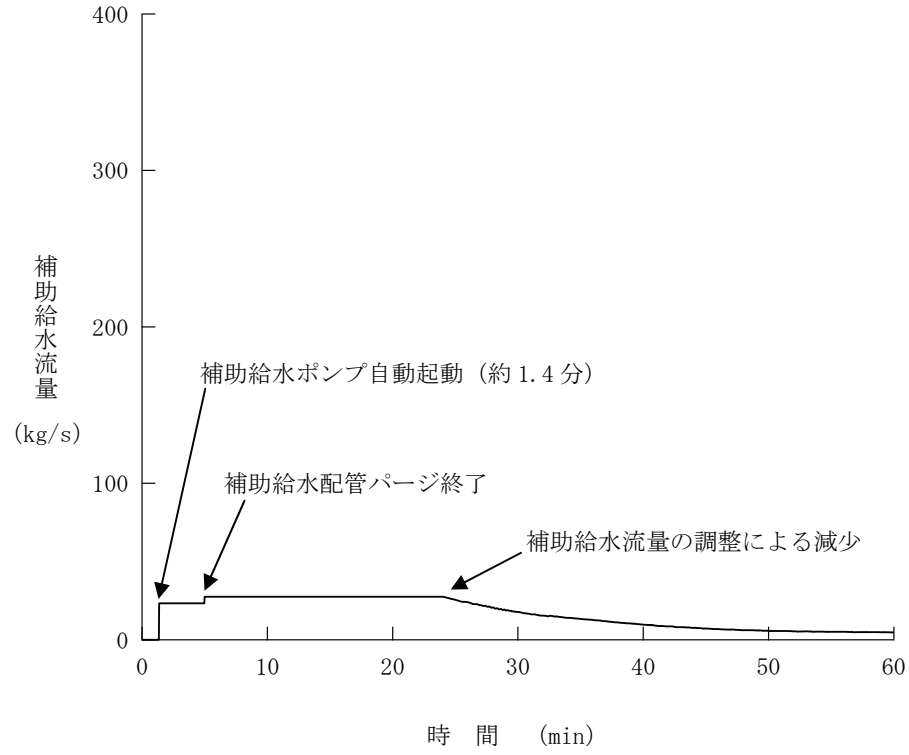
第 7.1.6.20 図　炉心入口流量の推移（4 インチ破断）



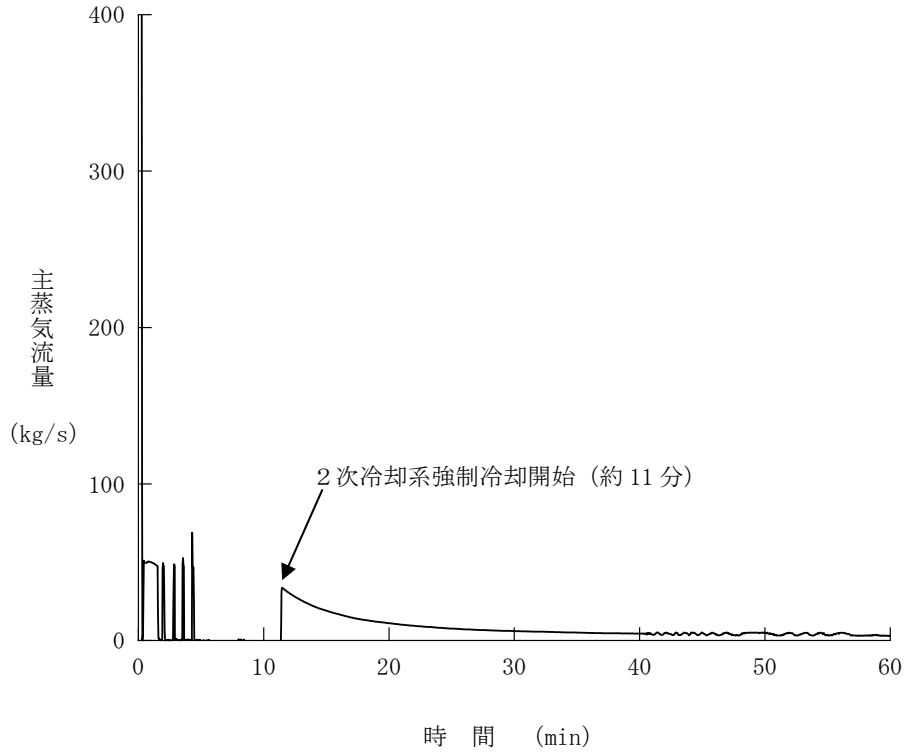
第 7.1.6.21 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）



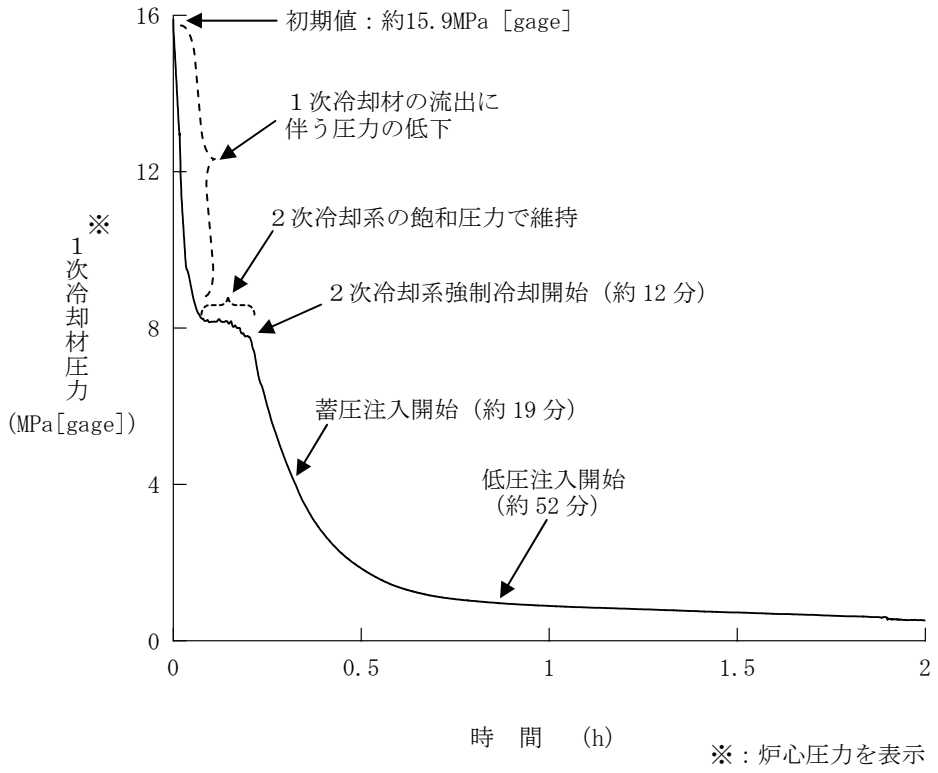
第 7.1.6.22 図　２次冷却系圧力の推移（4 インチ破断）



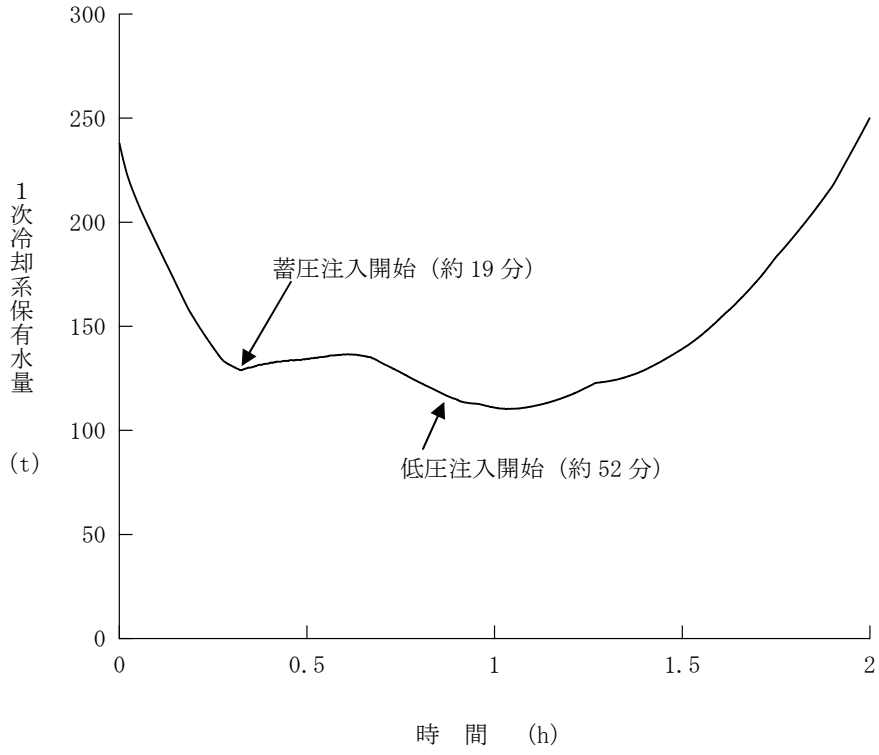
第 7.1.6.23 図　補助給水流量の推移（4 インチ破断）



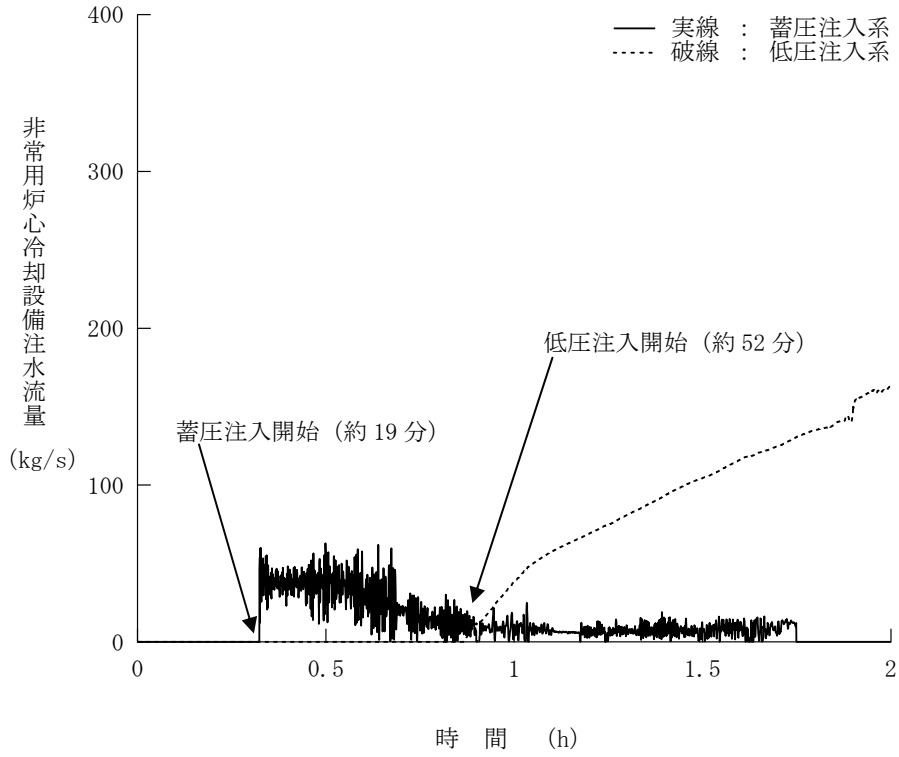
第 7.1.6.24 図　主蒸気流量の推移（4 インチ破断）



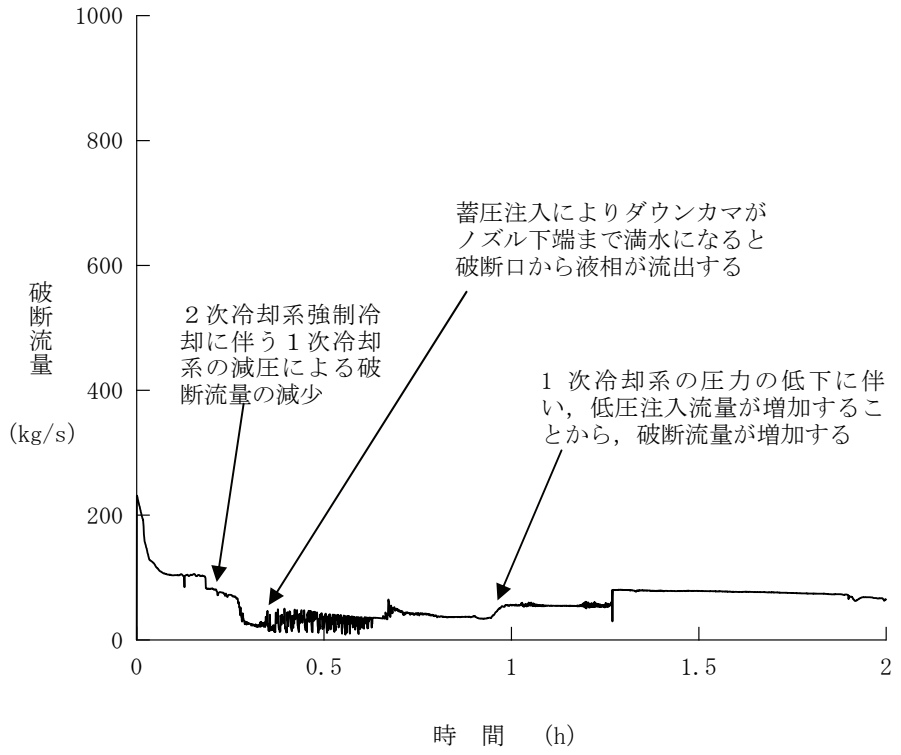
第 7.1.6.25 図　１次冷却材圧力の推移（2 インチ破断）



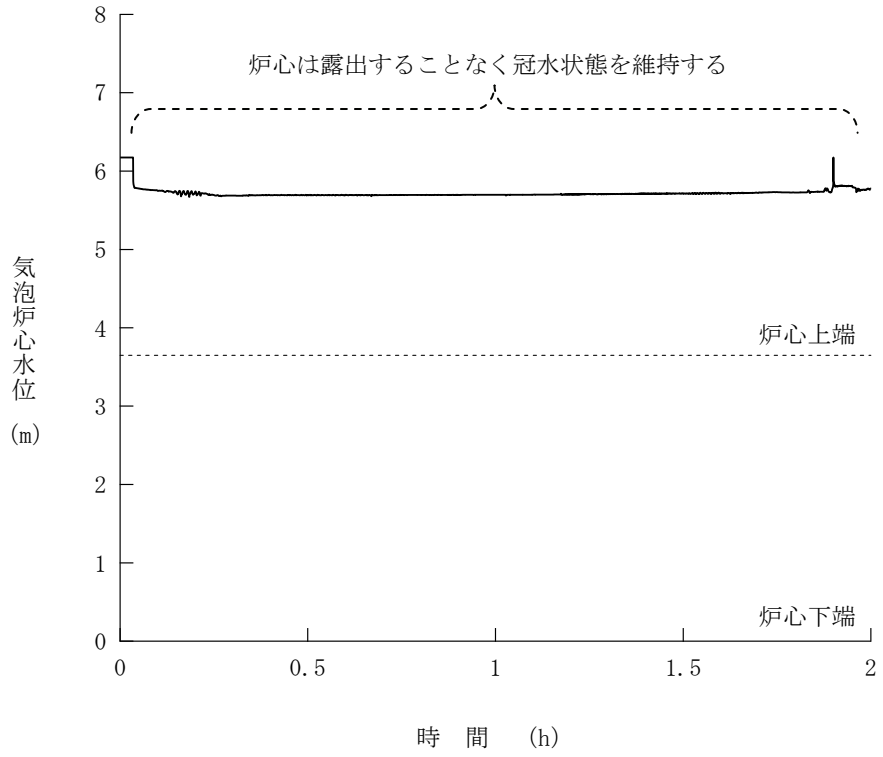
第 7.1.6.26 図　１次冷却系保有水量の推移（2 インチ破断）



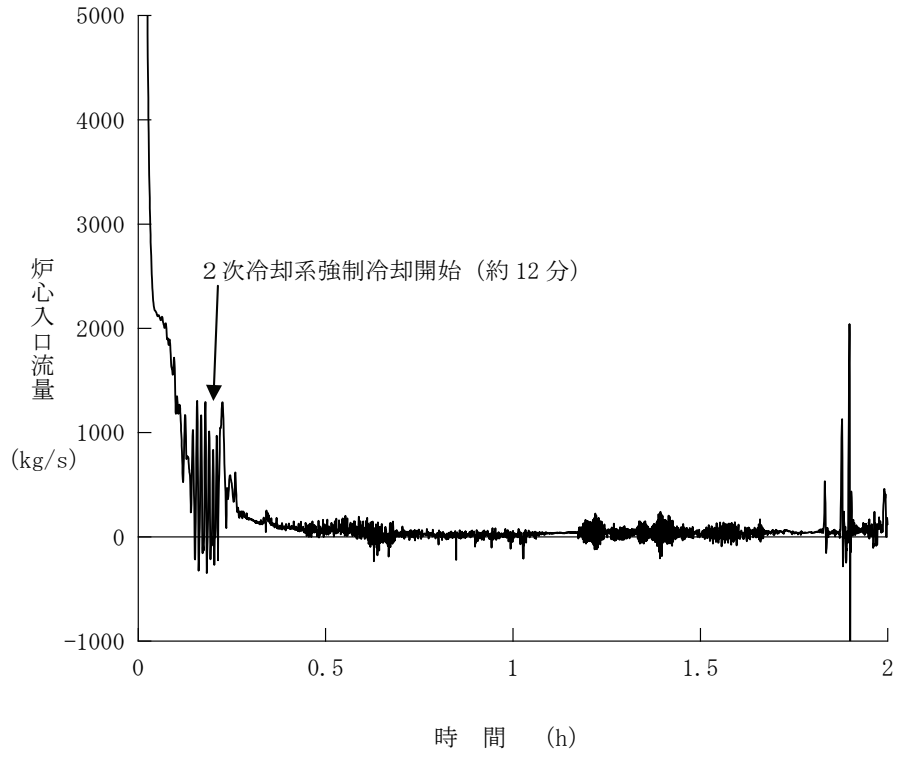
第 7.1.6.27 図　非常用炉心冷却設備注水流量の推移（2 インチ破断）



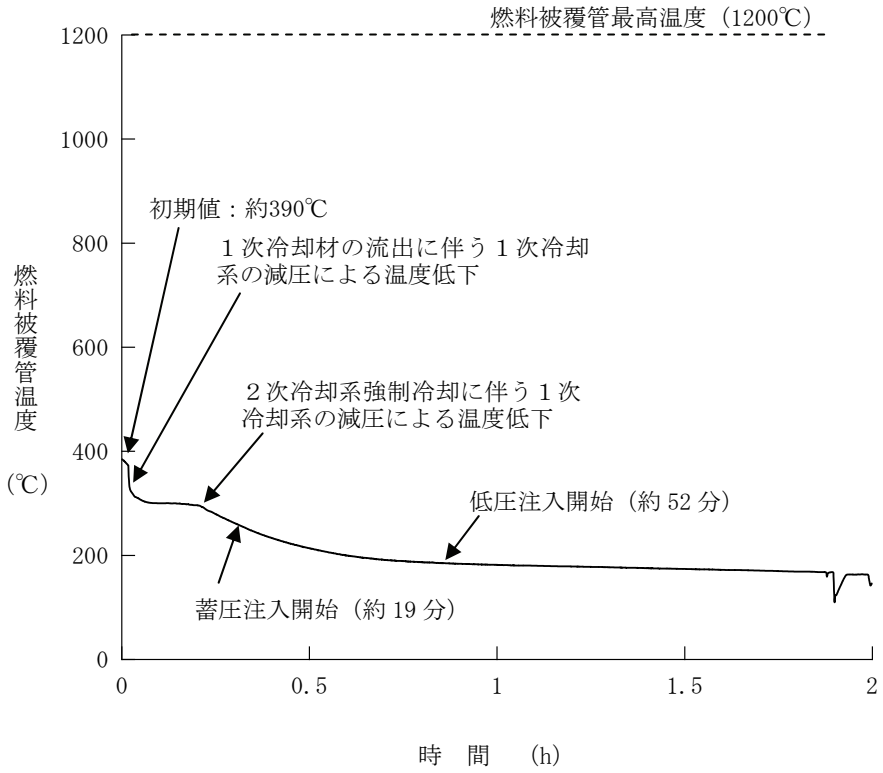
第 7.1.6.28 図　破断流量の推移（2 インチ破断）



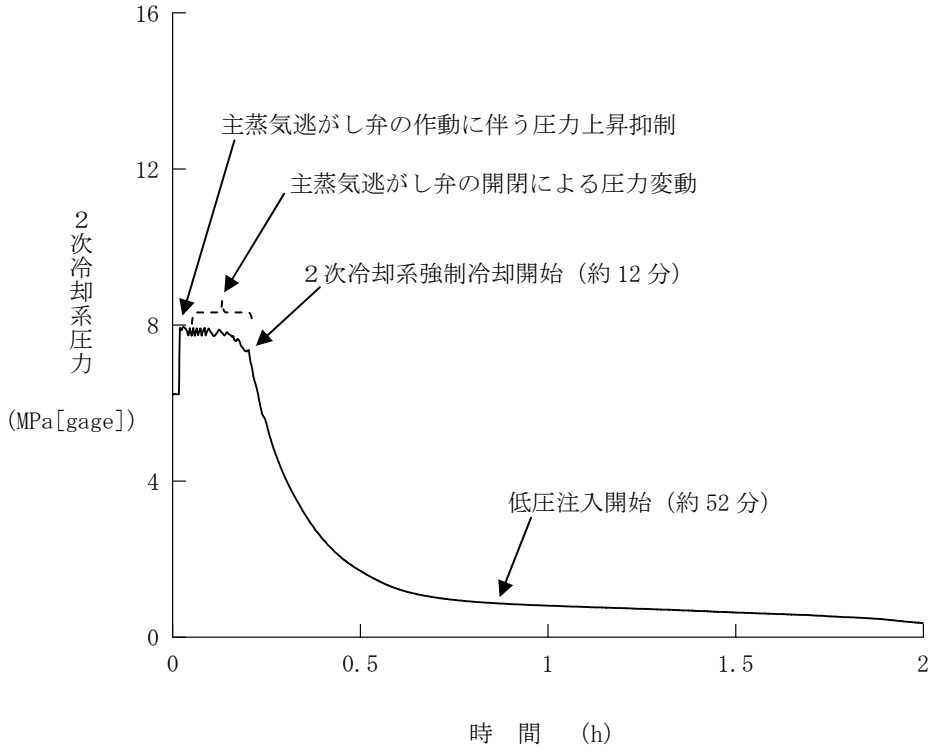
第 7.1.6.29 図　気泡炉心水位の推移（2 インチ破断）



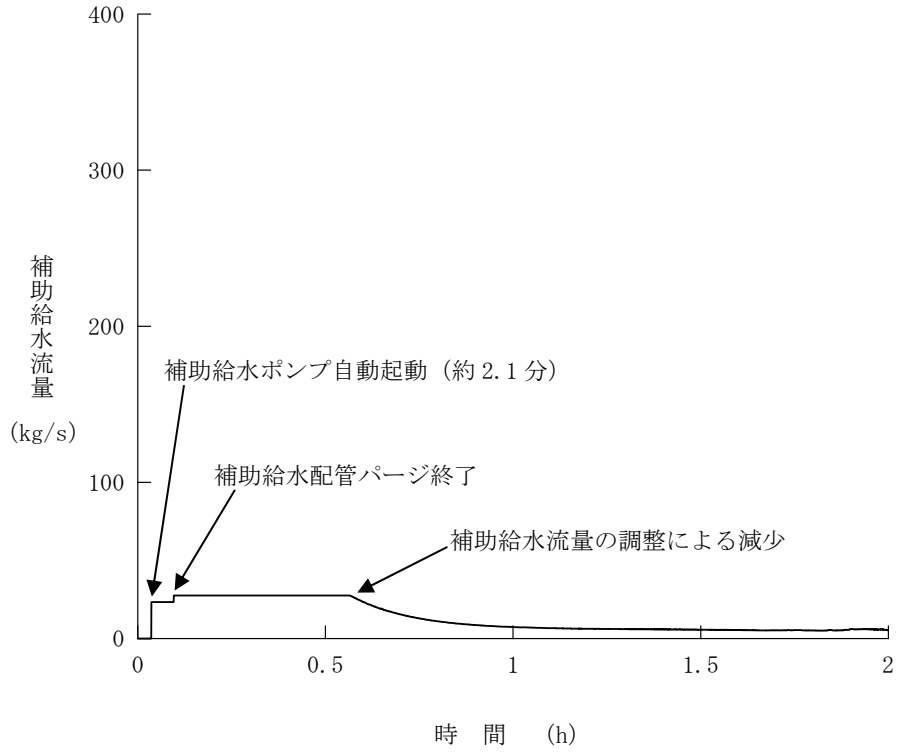
第 7.1.6.30 図　炉心入口流量の推移（2 インチ破断）



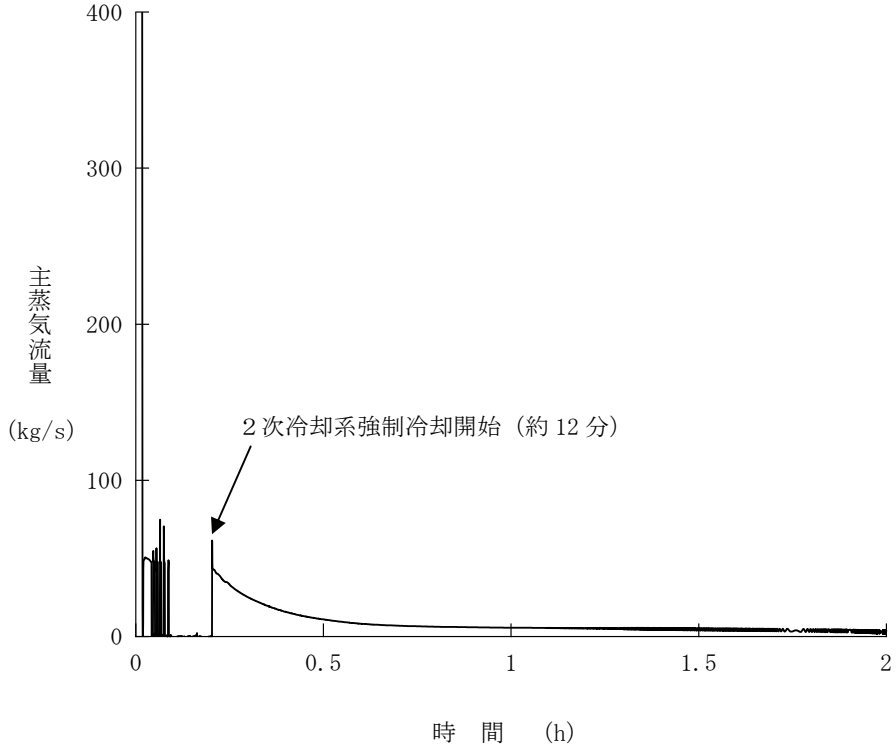
第 7.1.6.31 図　燃料被覆管温度の推移（2 インチ破断）



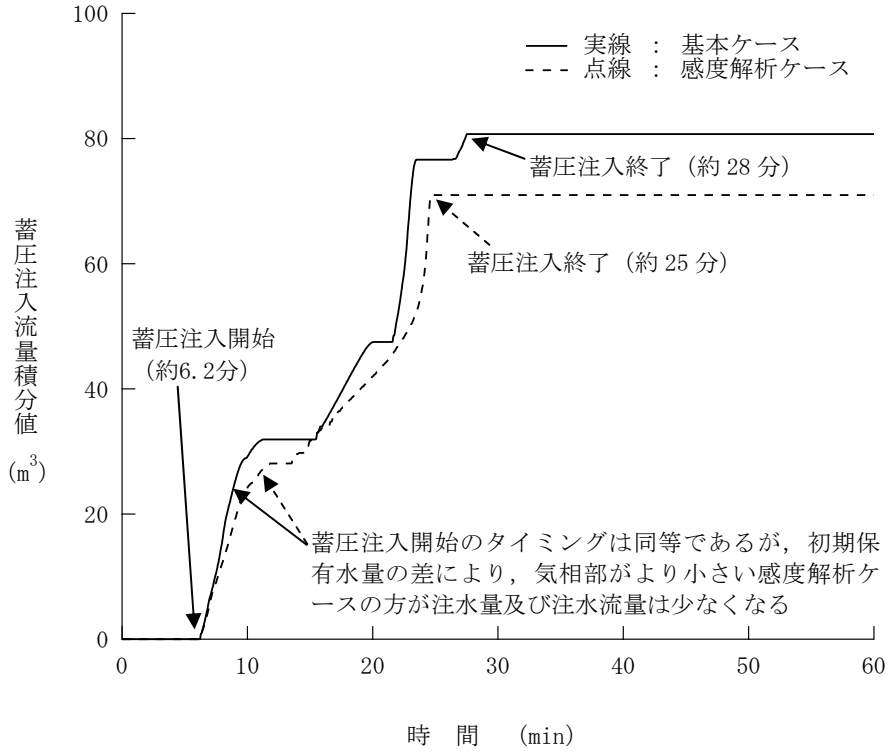
第 7.1.6.32 図　２次冷却系圧力の推移（2 インチ破断）



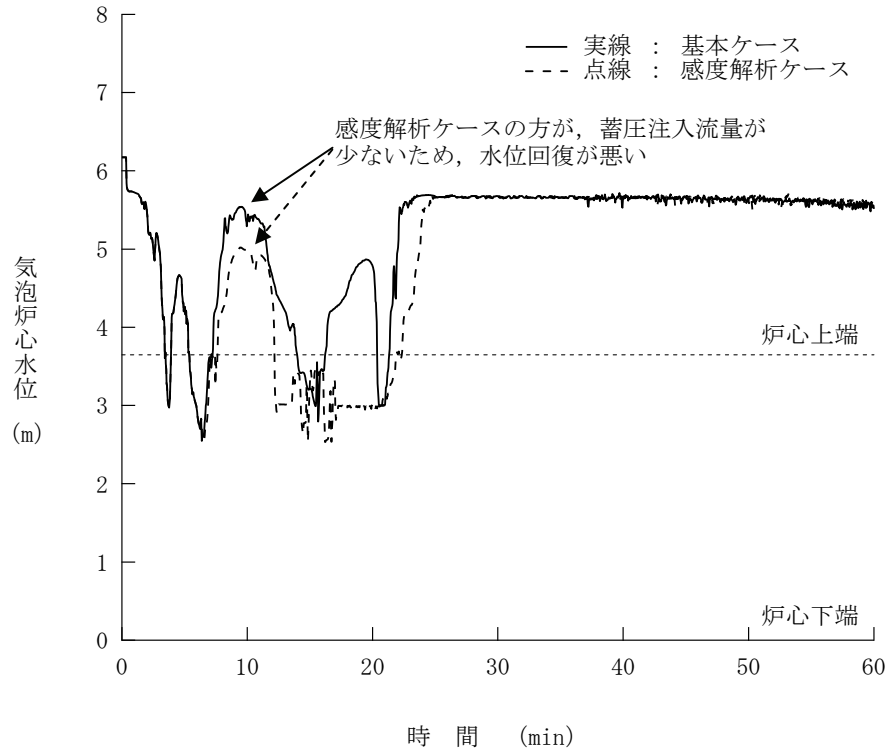
第 7.1.6.33 図　補助給水流量の推移（2 インチ破断）



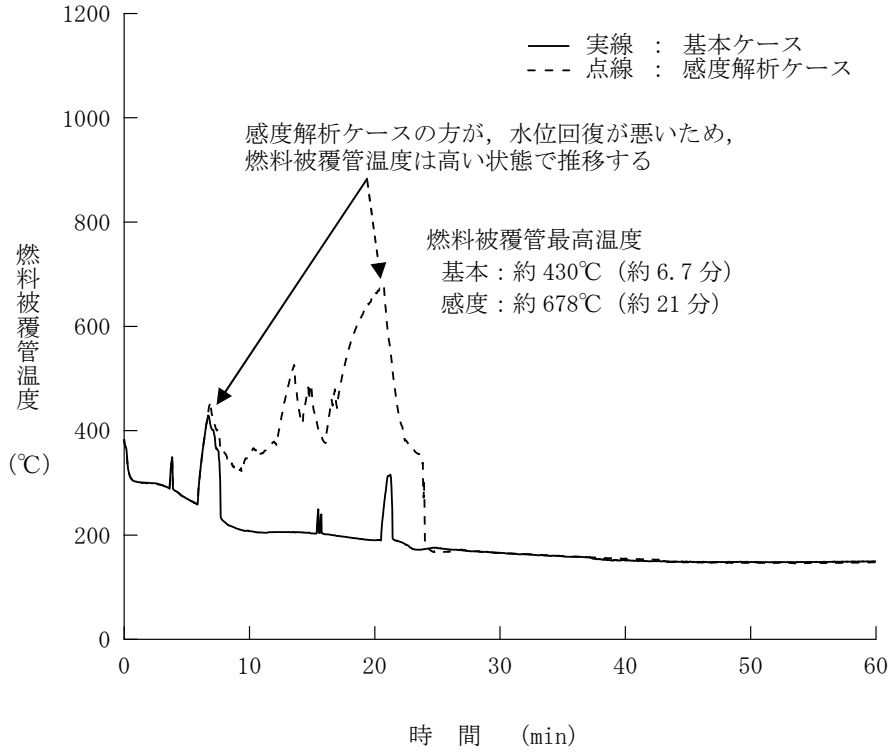
第 7.1.6.34 図　主蒸気流量の推移（2 インチ破断）



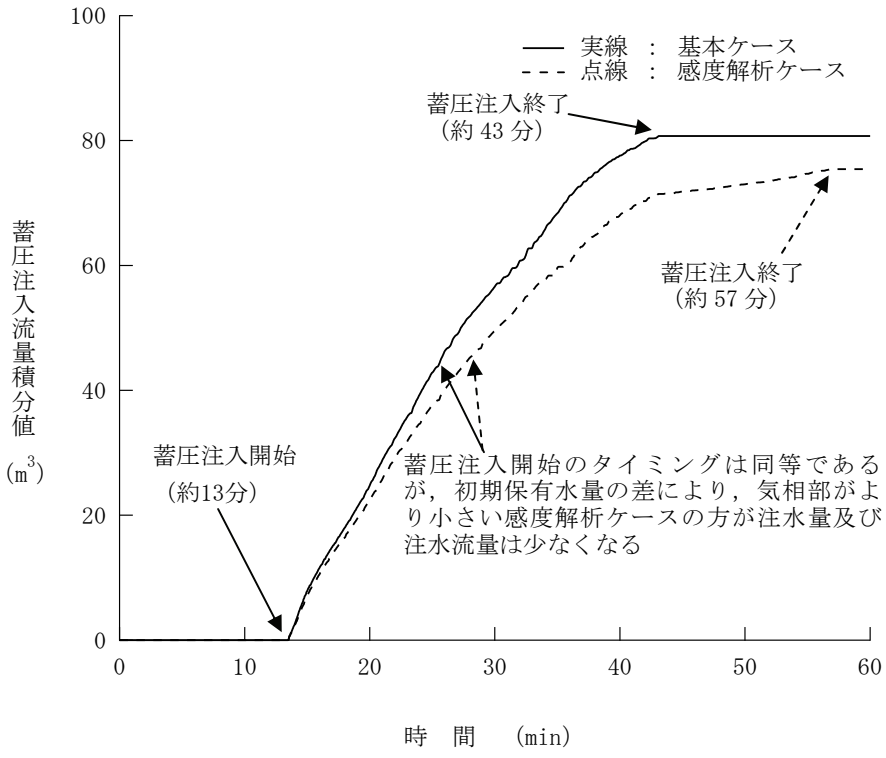
第 7.1.6.35 図　蓄圧注入流量積分値の推移（6 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



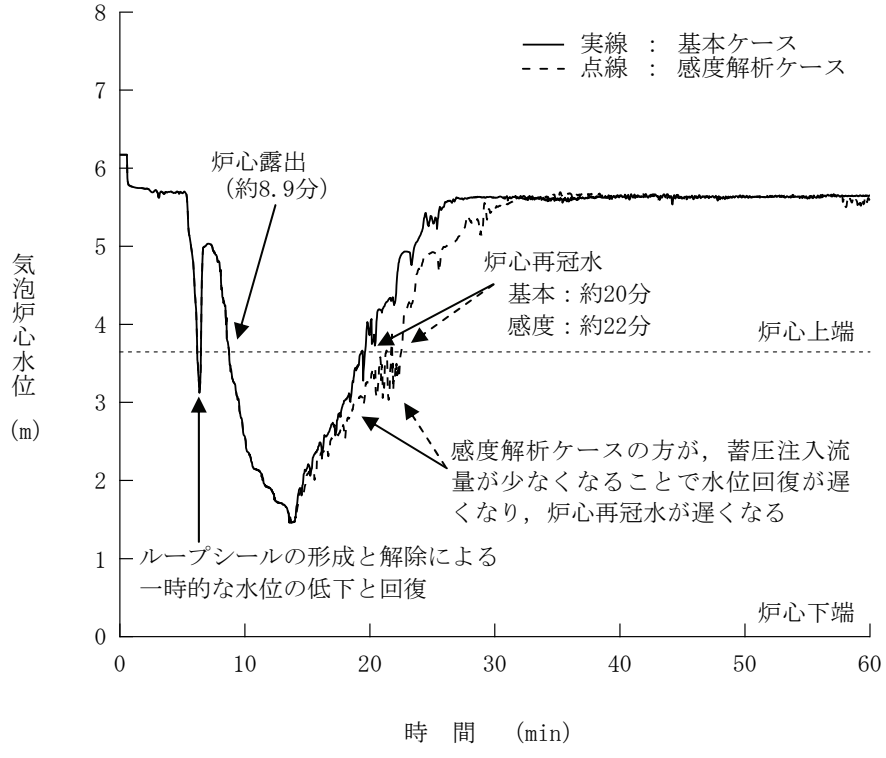
第 7.1.6.36 図　気泡炉心水位の推移（6 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



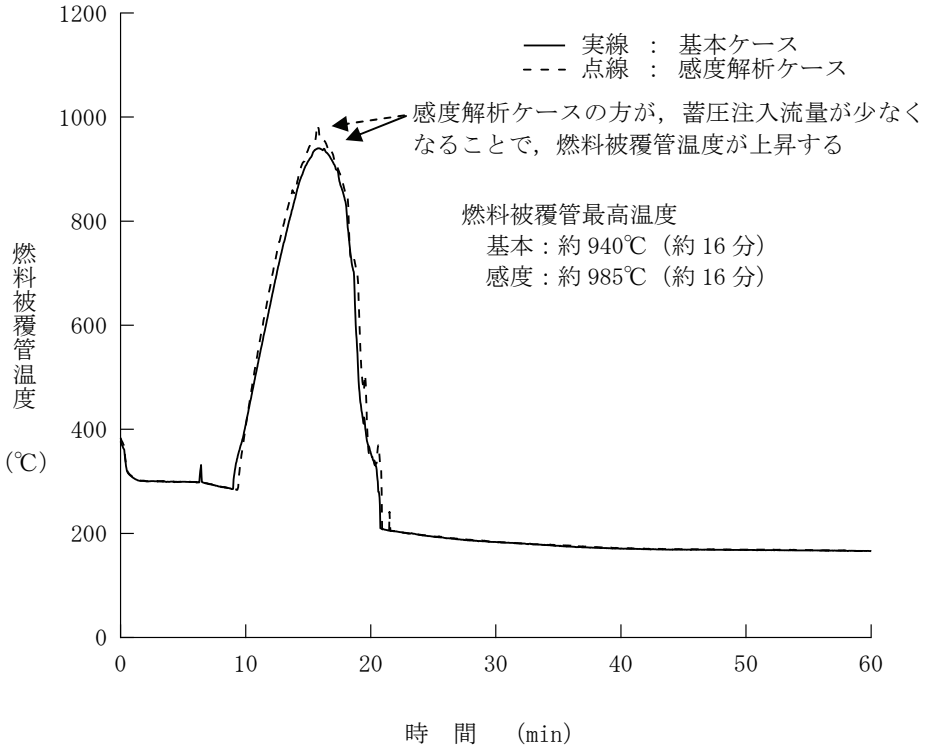
第 7.1.6.37 図　燃料被覆管温度の推移（6 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



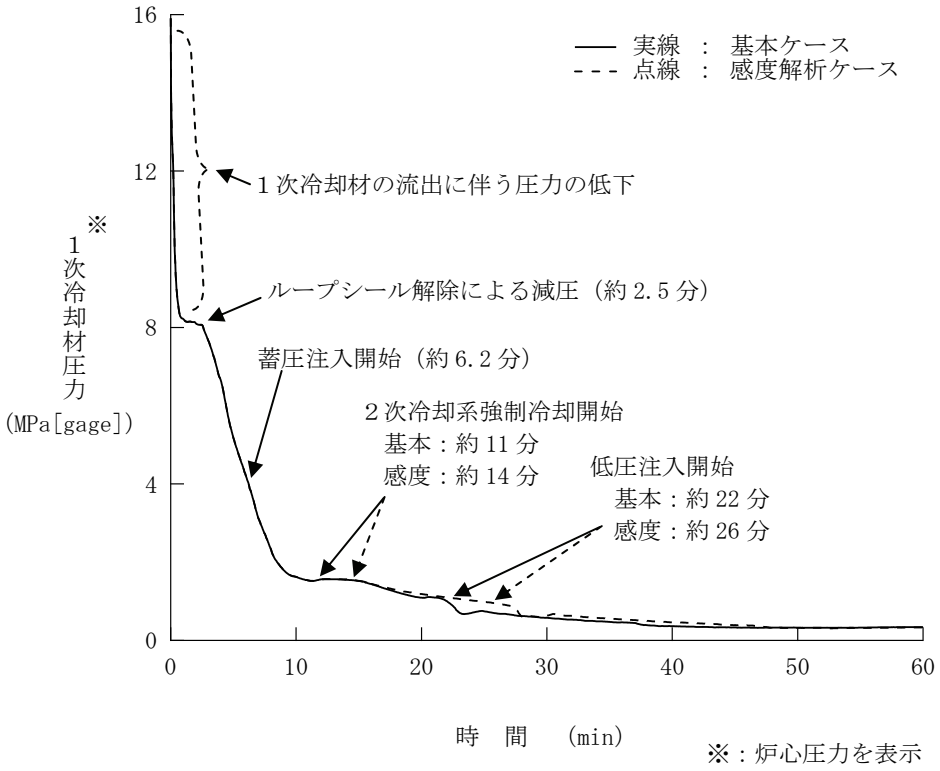
第 7.1.6.38 図　蓄圧注入流量積分値の推移（4 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



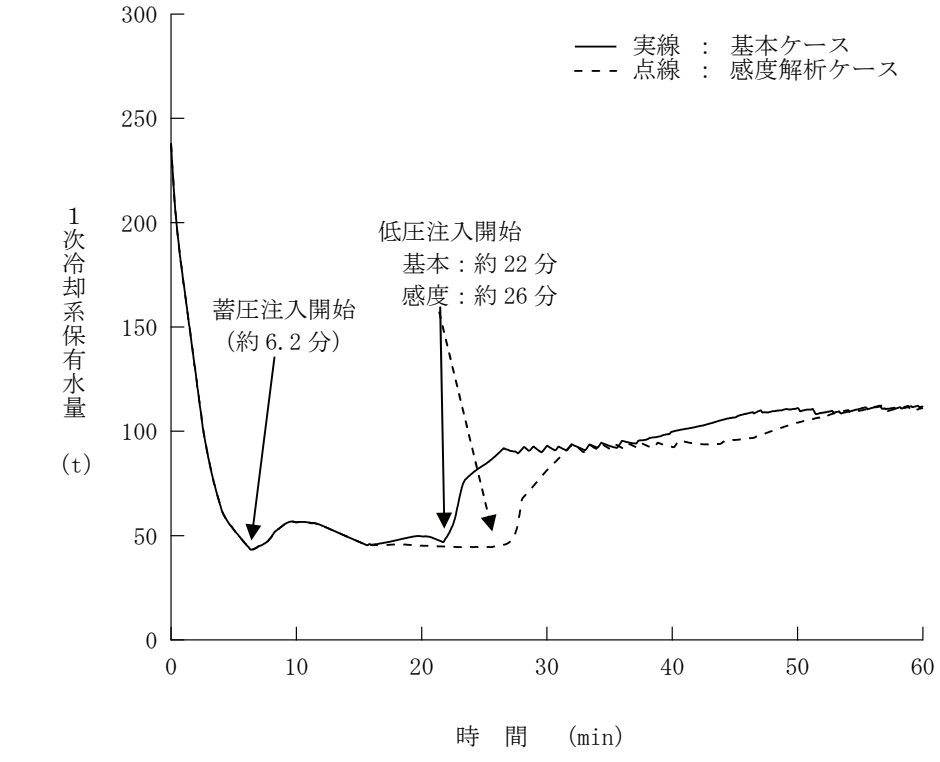
第 7.1.6.39 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



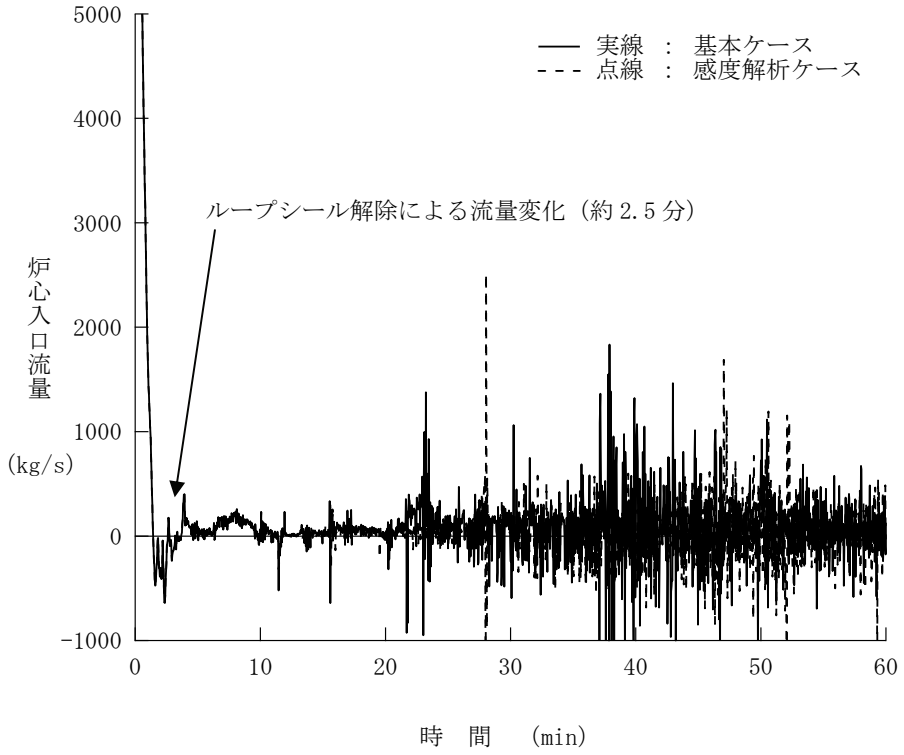
第 7.1.6.40 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



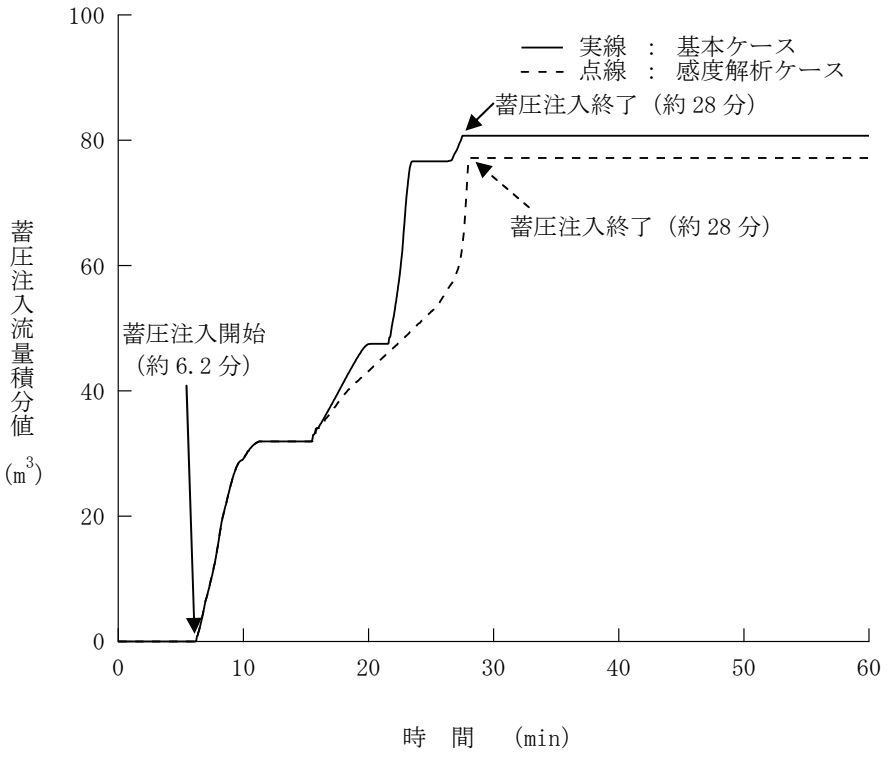
第7.1.6.41図　1次冷却材圧力の推移（6インチ破断）
（2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



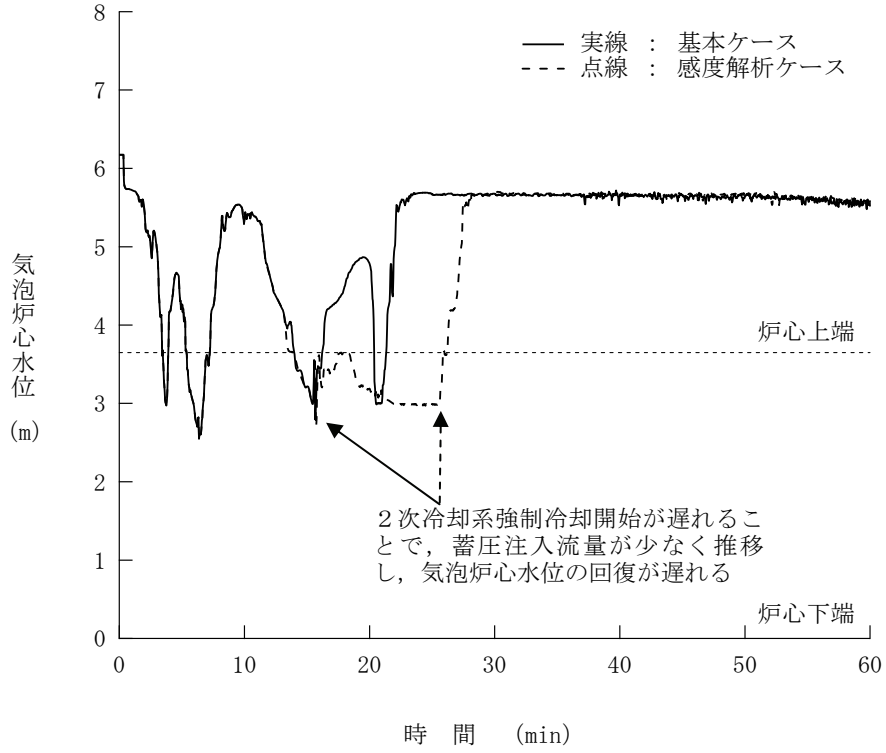
第7.1.6.42図　1次冷却系保有水量の推移（6インチ破断）
（2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



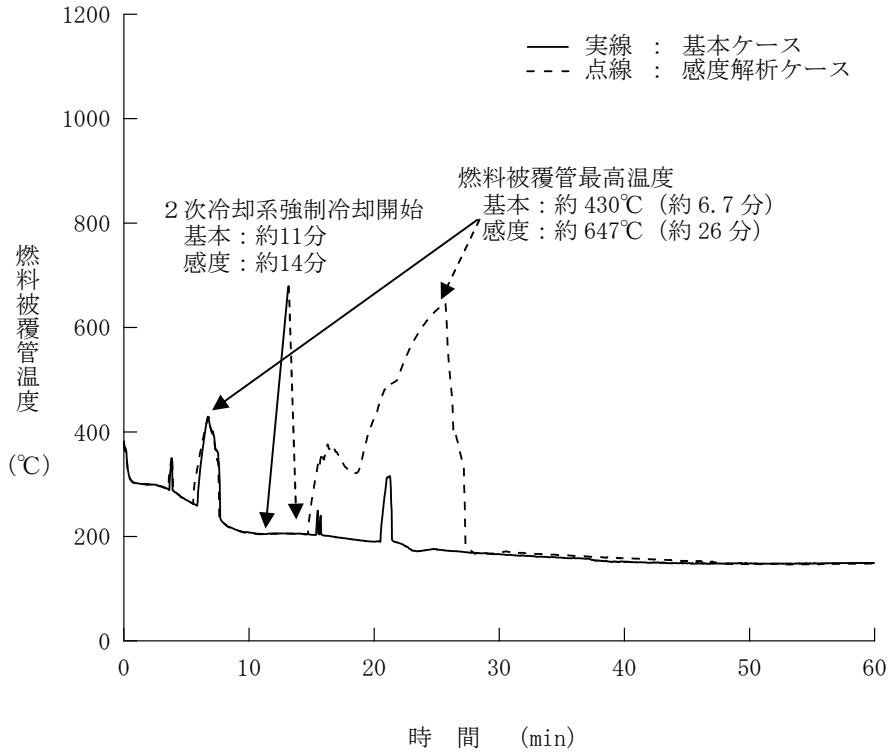
第 7.1.6.43 図　炉心入口流量の推移（6 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



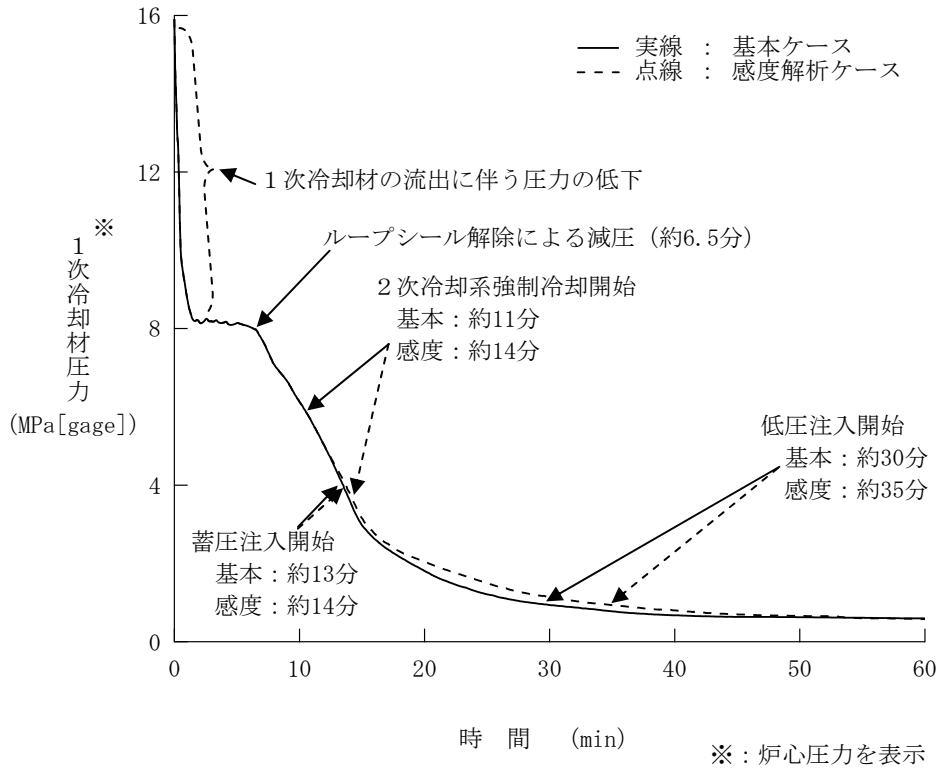
第 7.1.6.44 図　蓄圧注入流量積分値の推移（6 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



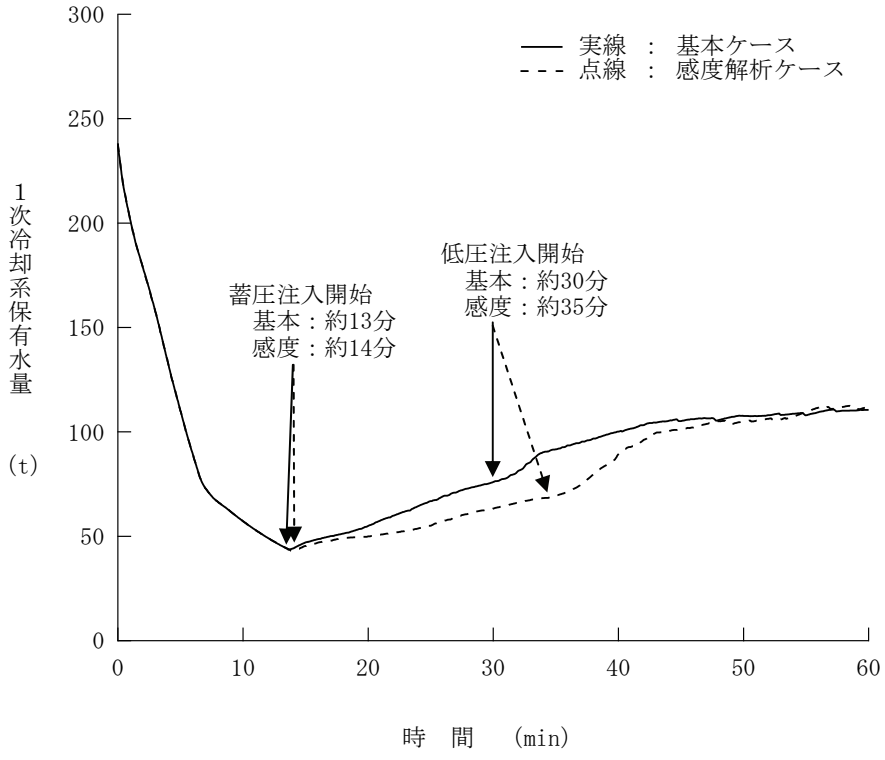
第 7.1.6.45 図　気泡炉心水位の推移（6 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



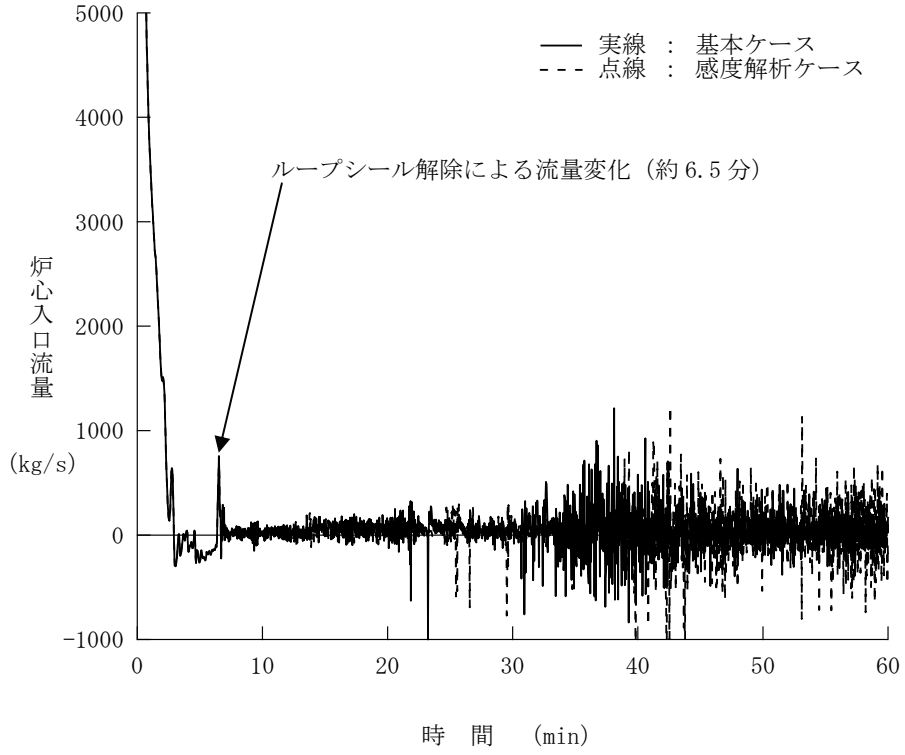
第 7.1.6.46 図　燃料被覆管温度の推移（6 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



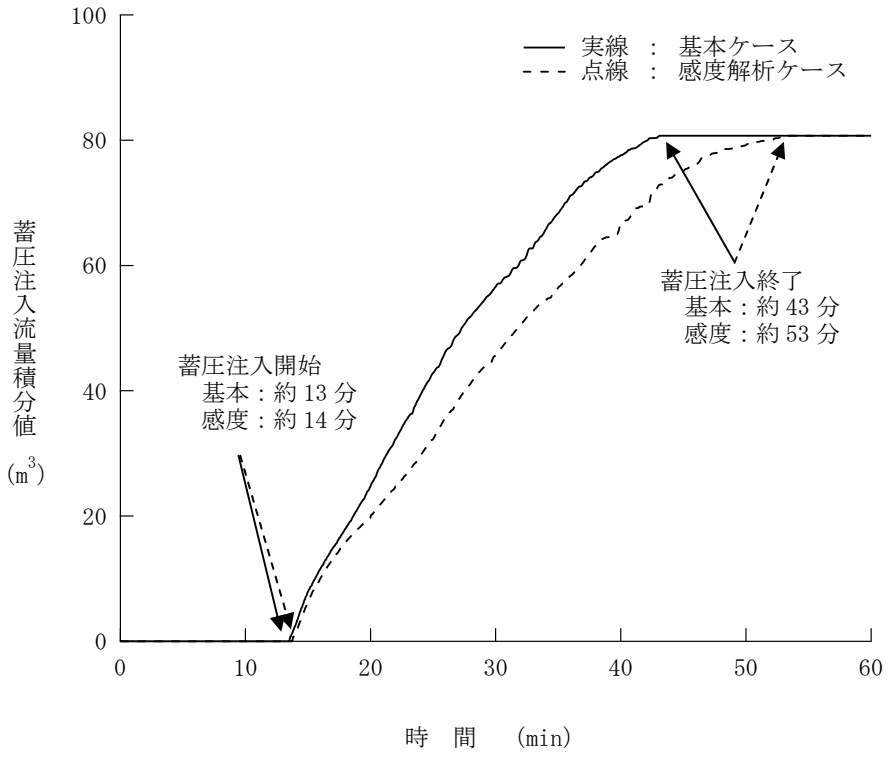
第 7.1.6.47 図　１次冷却材圧力の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



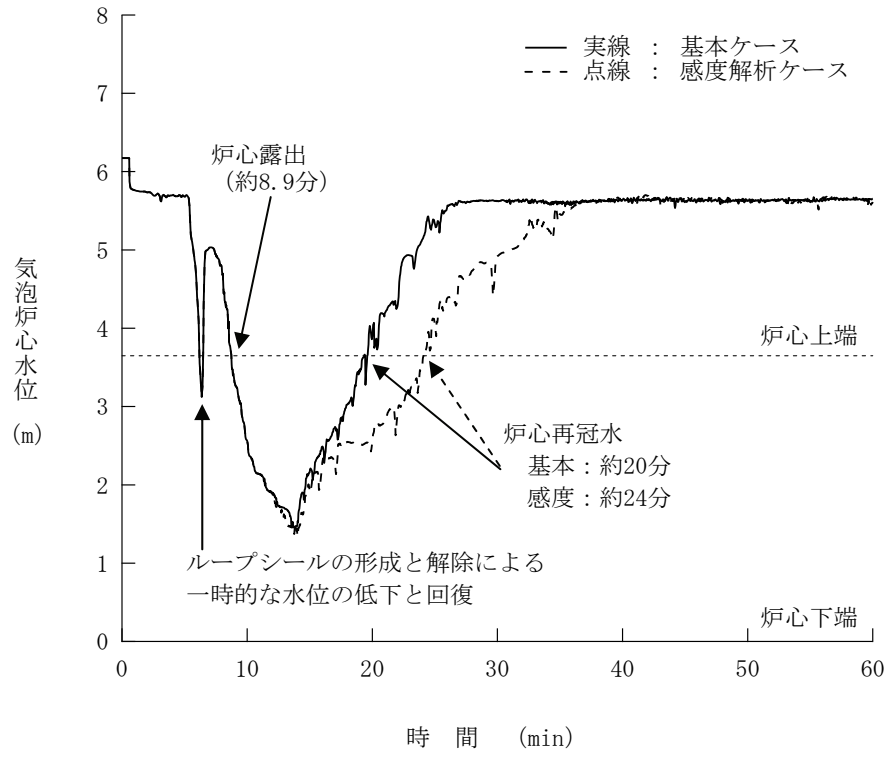
第 7.1.6.48 図　１次冷却系保有水量の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



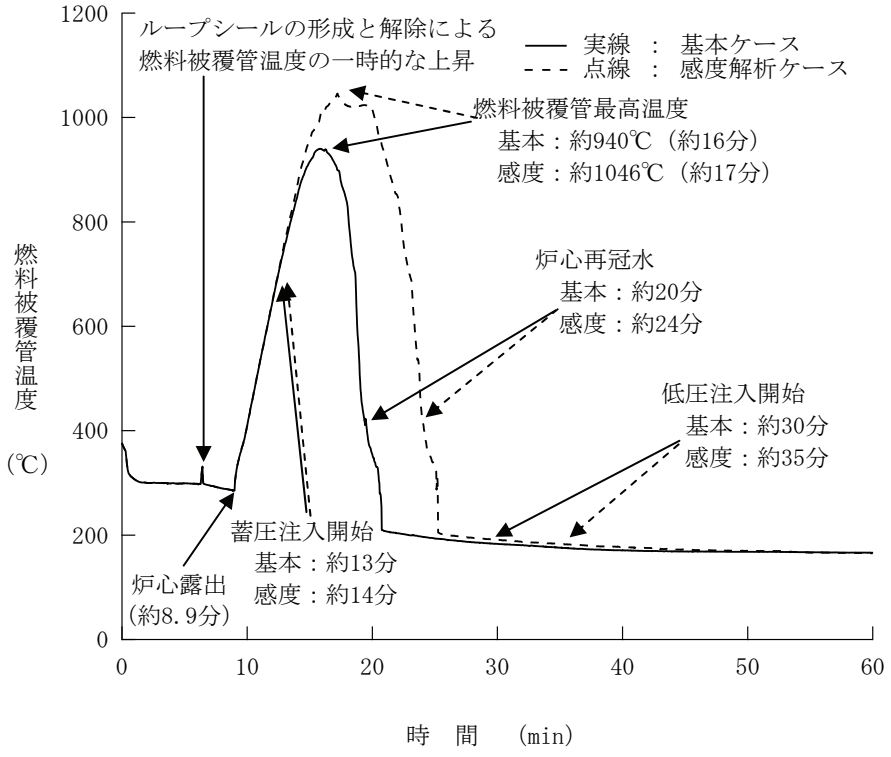
第 7.1.6.49 図　炉心入口流量の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



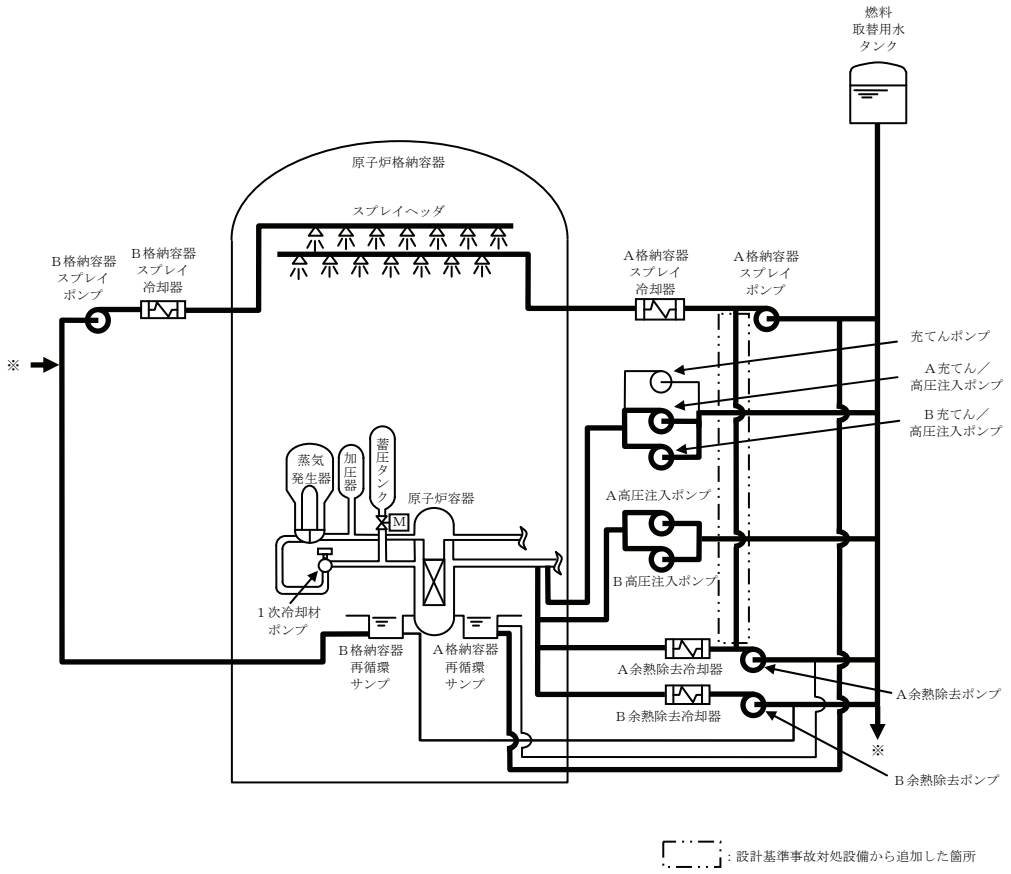
第 7.1.6.50 図　蓄圧注入流量積分値の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



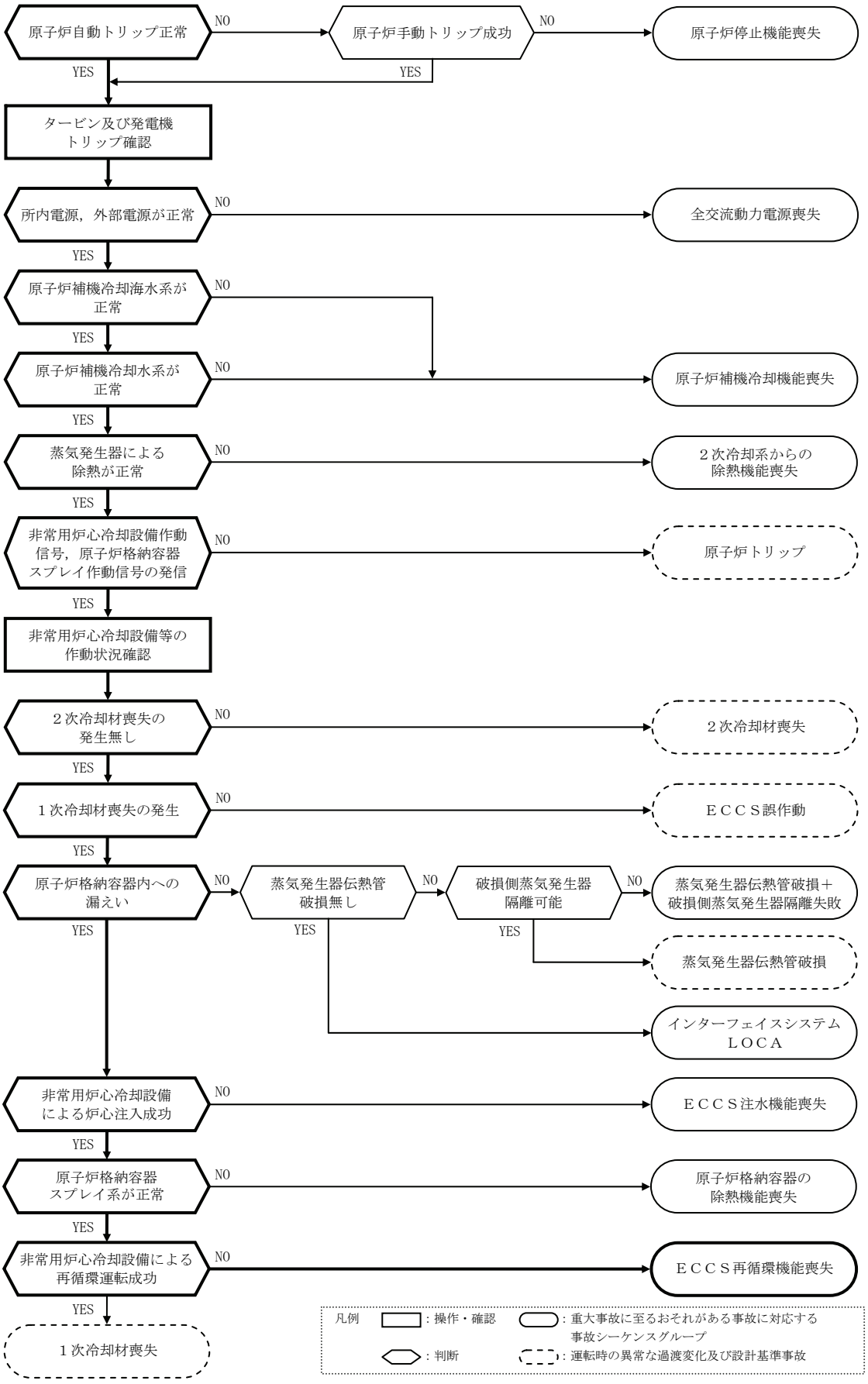
第 7.1.6.51 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



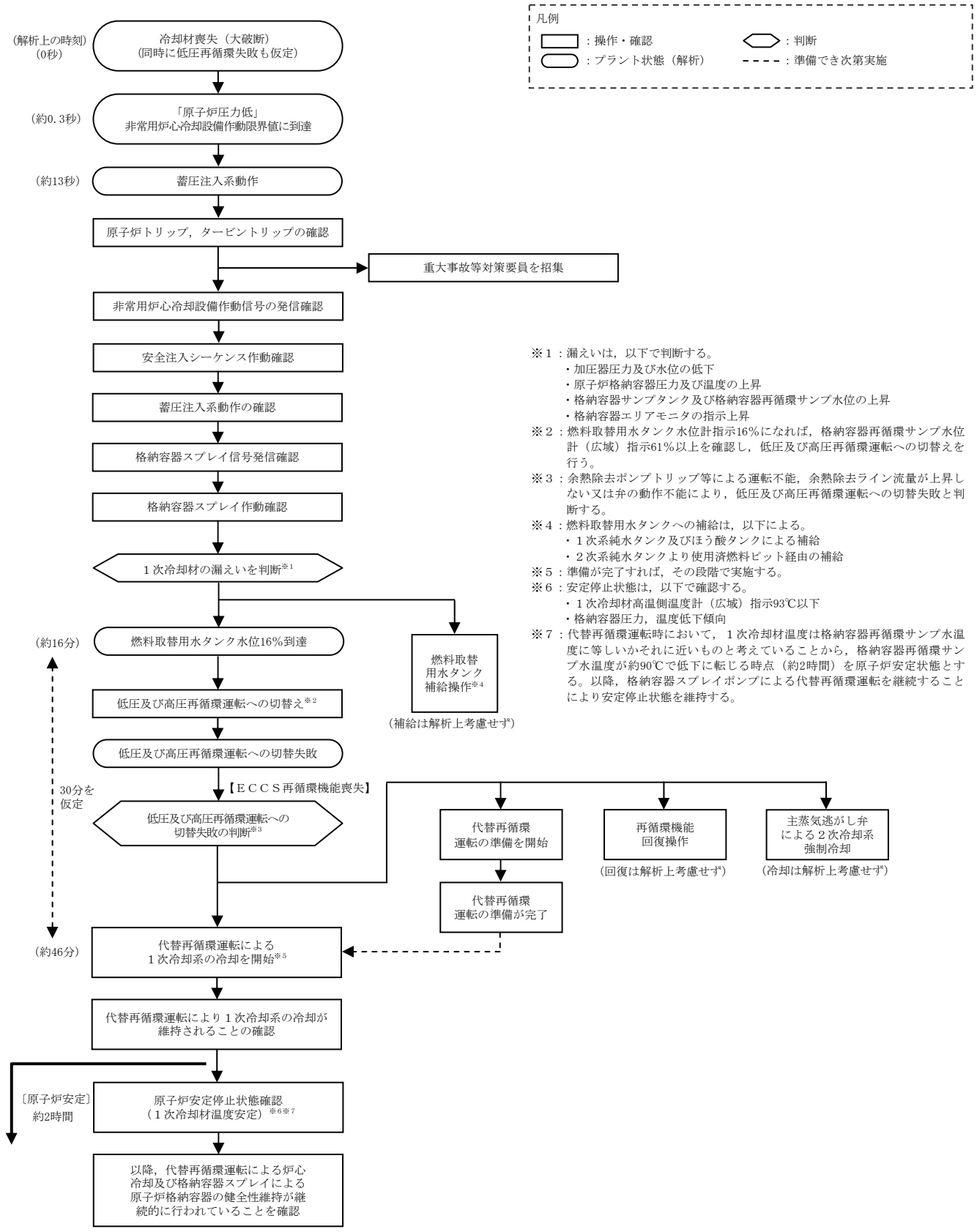
第 7.1.6.52 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



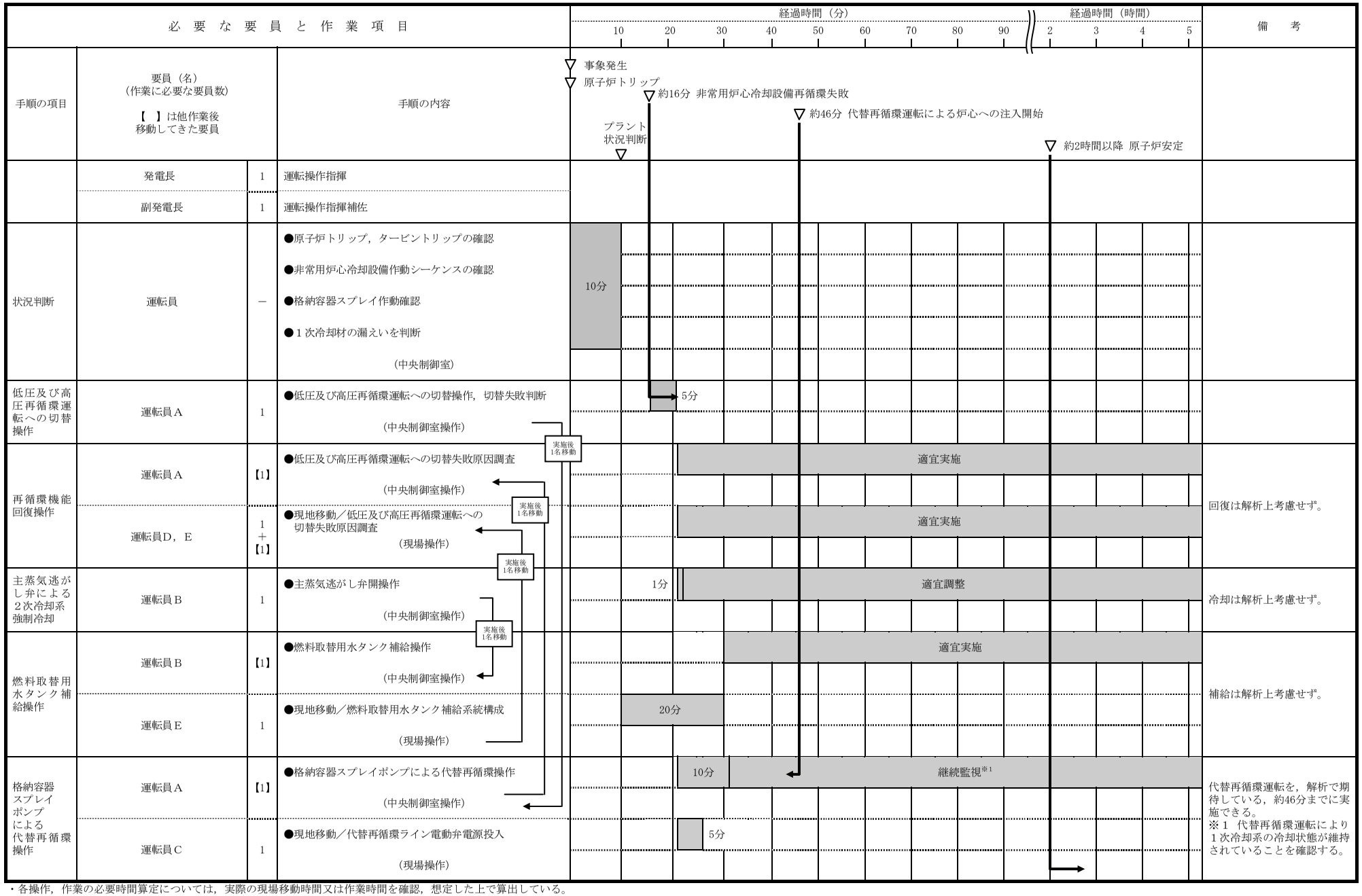
第 7.1.7.1 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.7.2 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（事象判別プロセス）

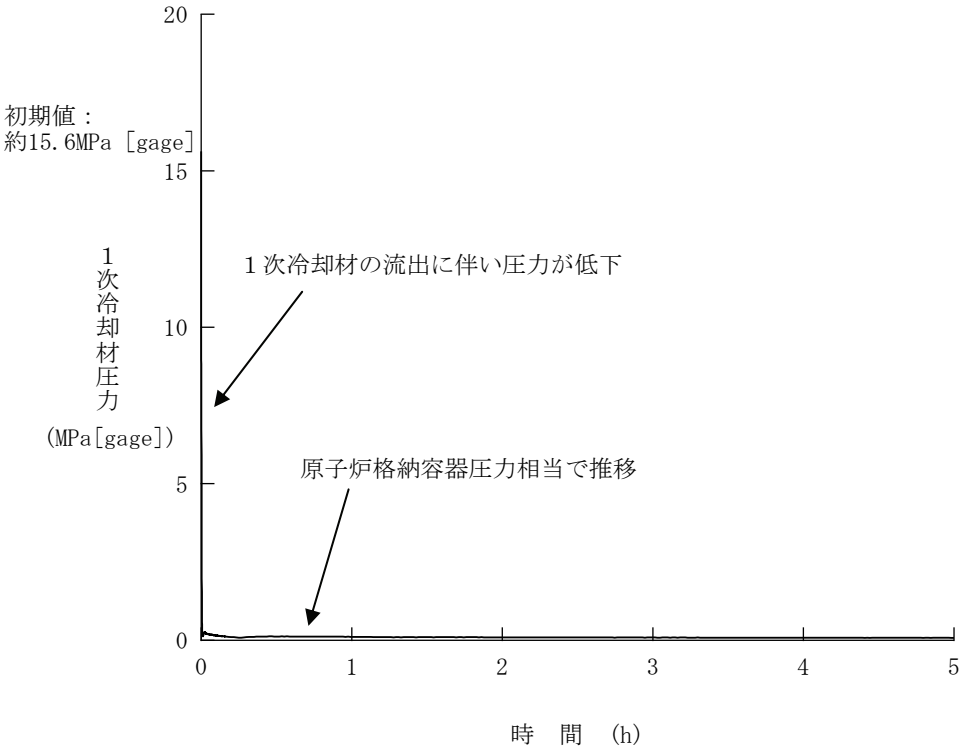


第７．１．７．３図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」の事象進展）

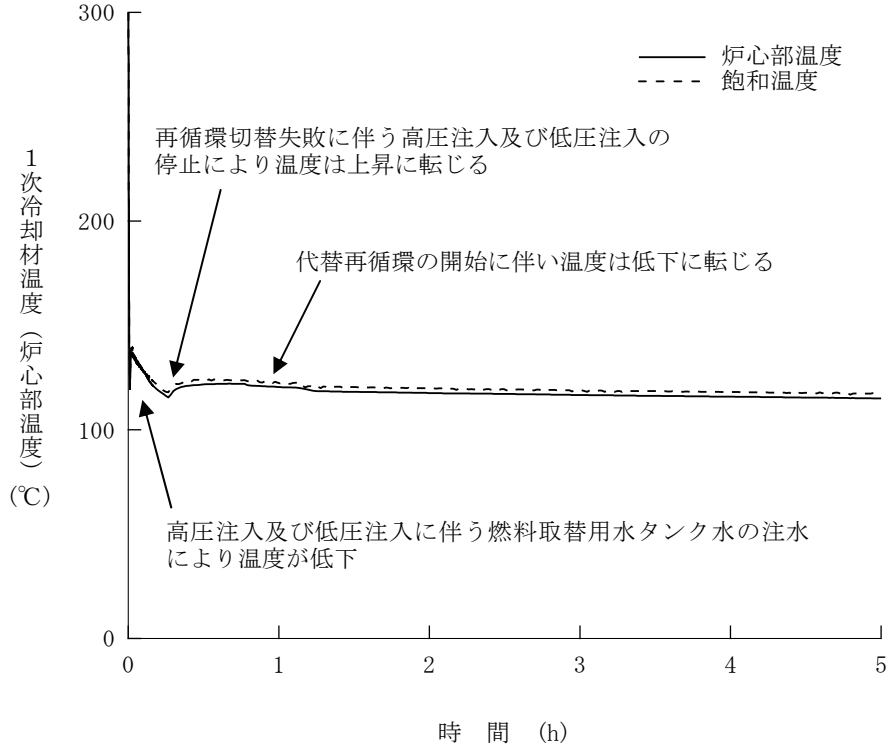


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

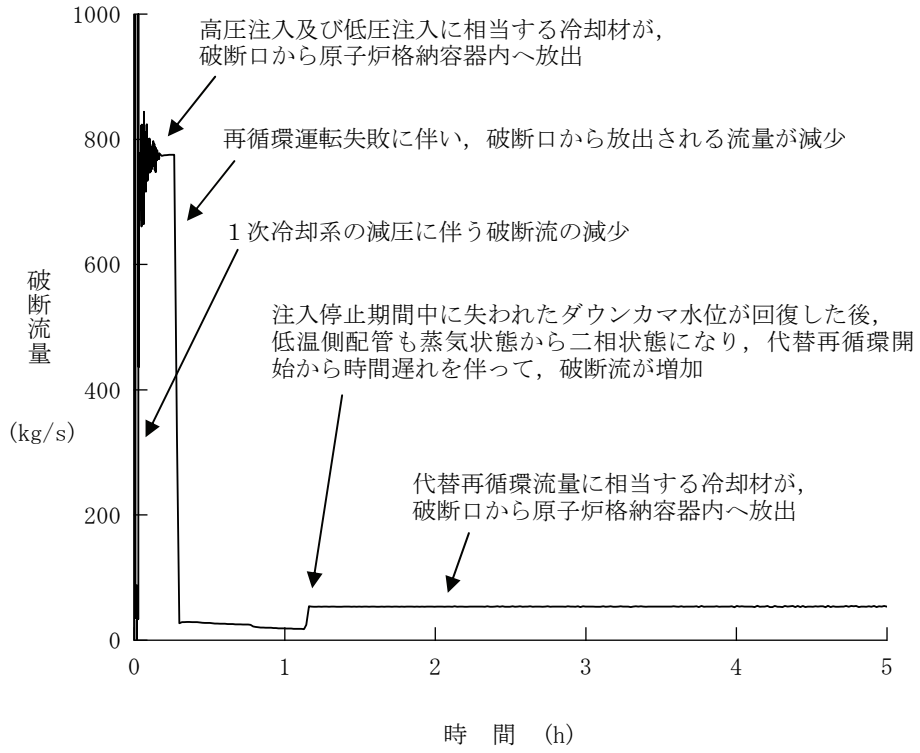
第7.1.7.4図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故）



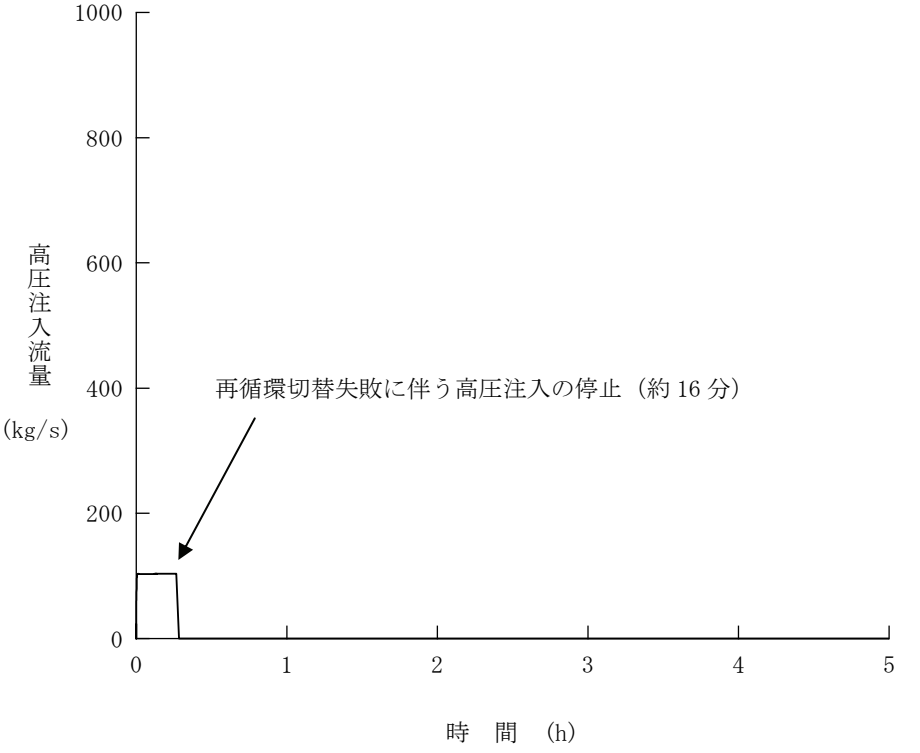
第 7.1.7.5 図　1 次冷却材圧力の推移



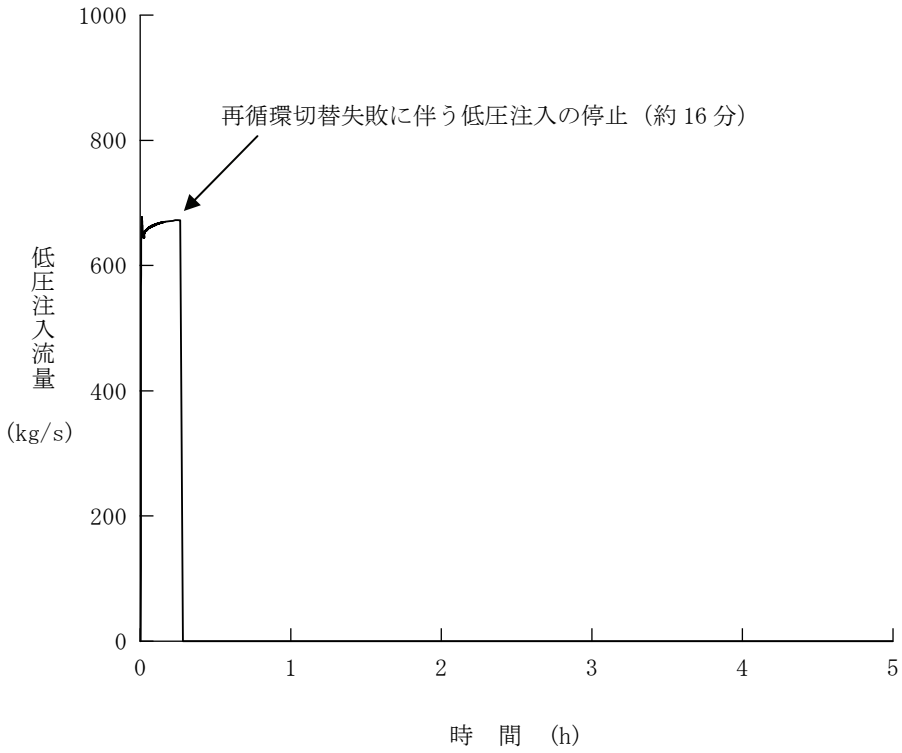
第 7.1.7.6 図　1 次冷却材温度（炉心部温度）の推移



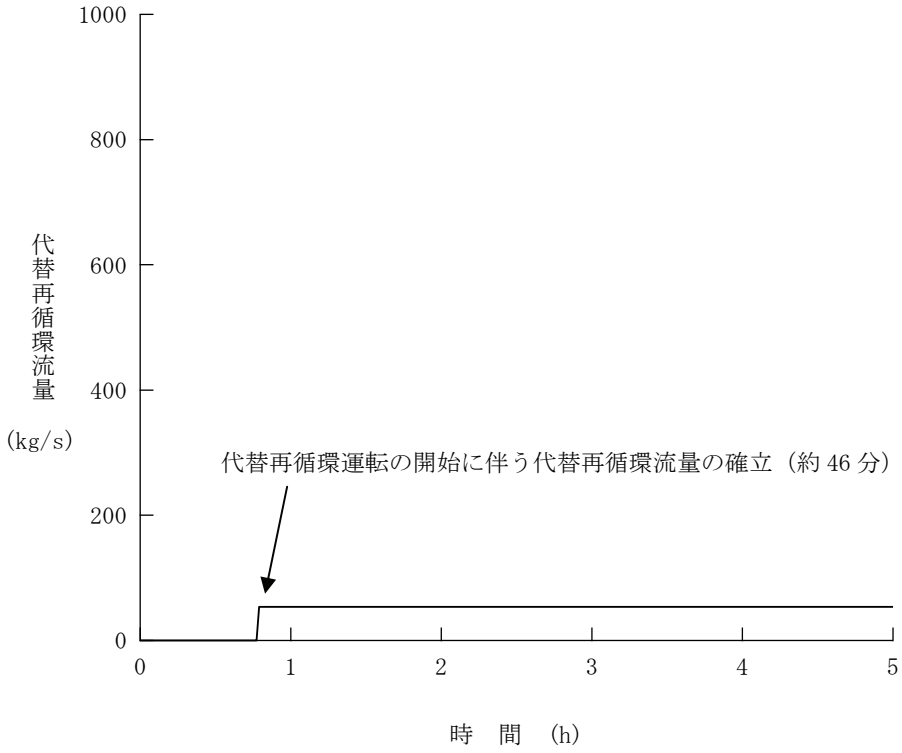
第 7.1.7.7 図　破断流量の推移



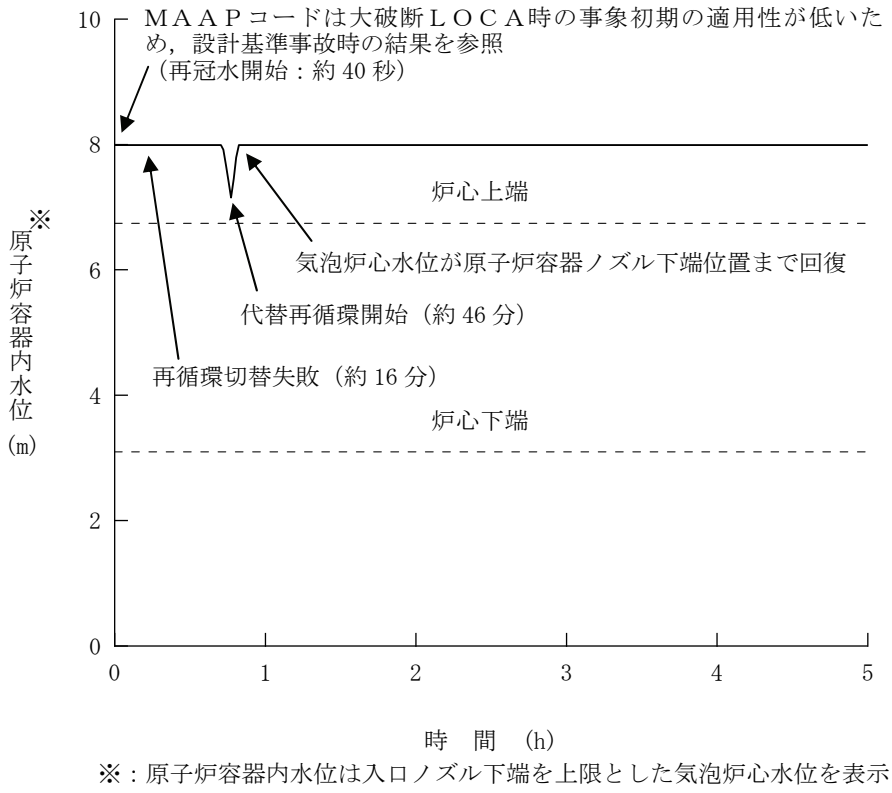
第 7.1.7.8 図　高圧注入流量の推移



第 7.1.7.9 図　低圧注入流量の推移

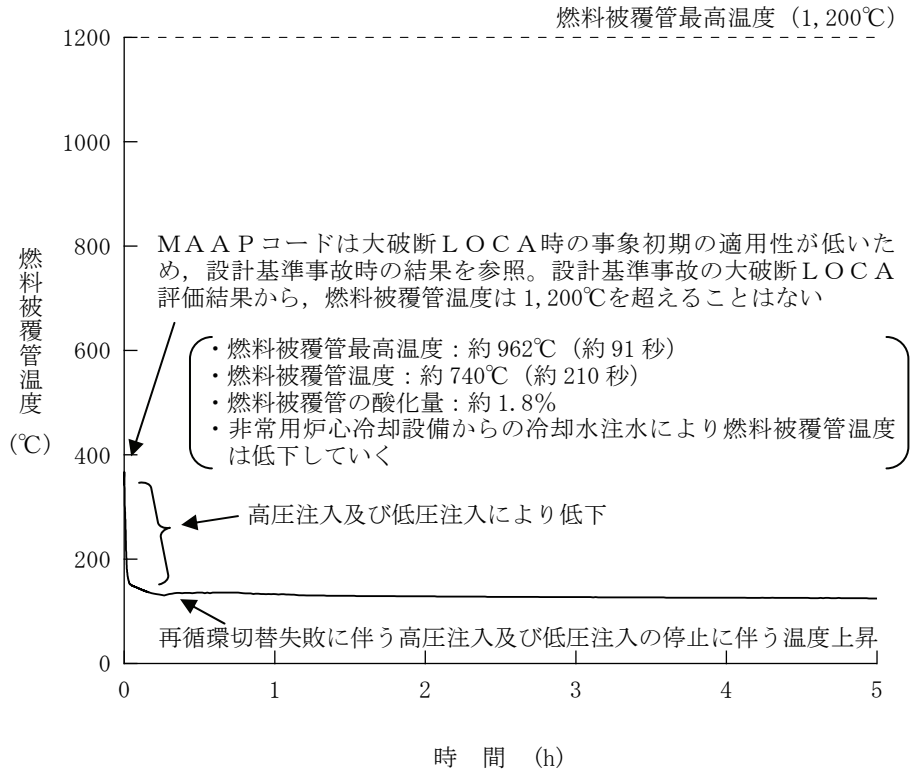


第 7.1.7.10 図　代替再循環流量の推移

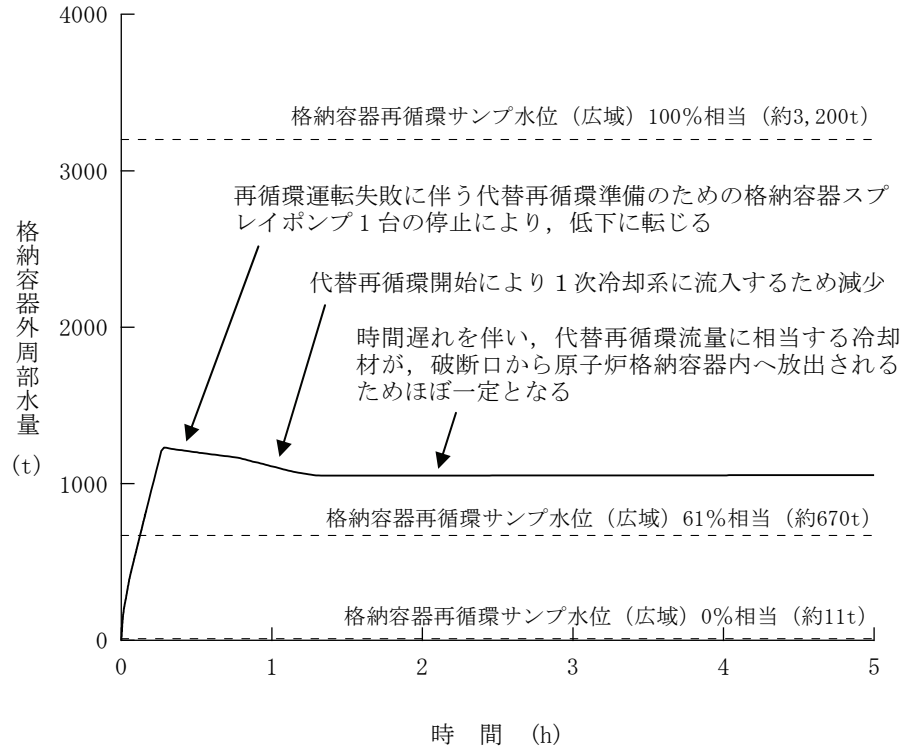


※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

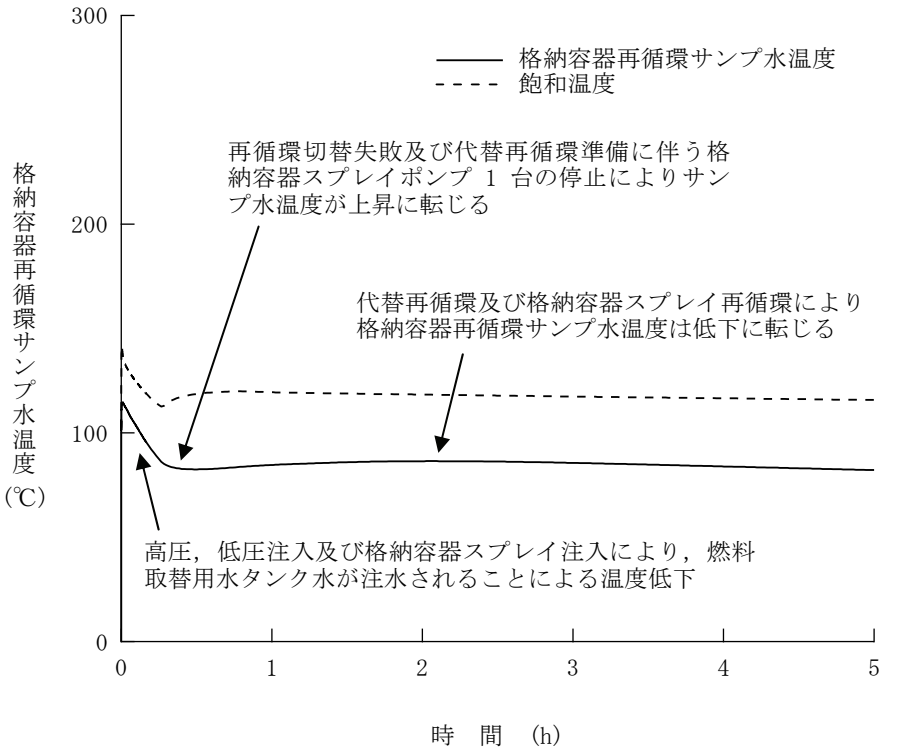
第 7.1.7.11 図　原子炉容器内水位の推移



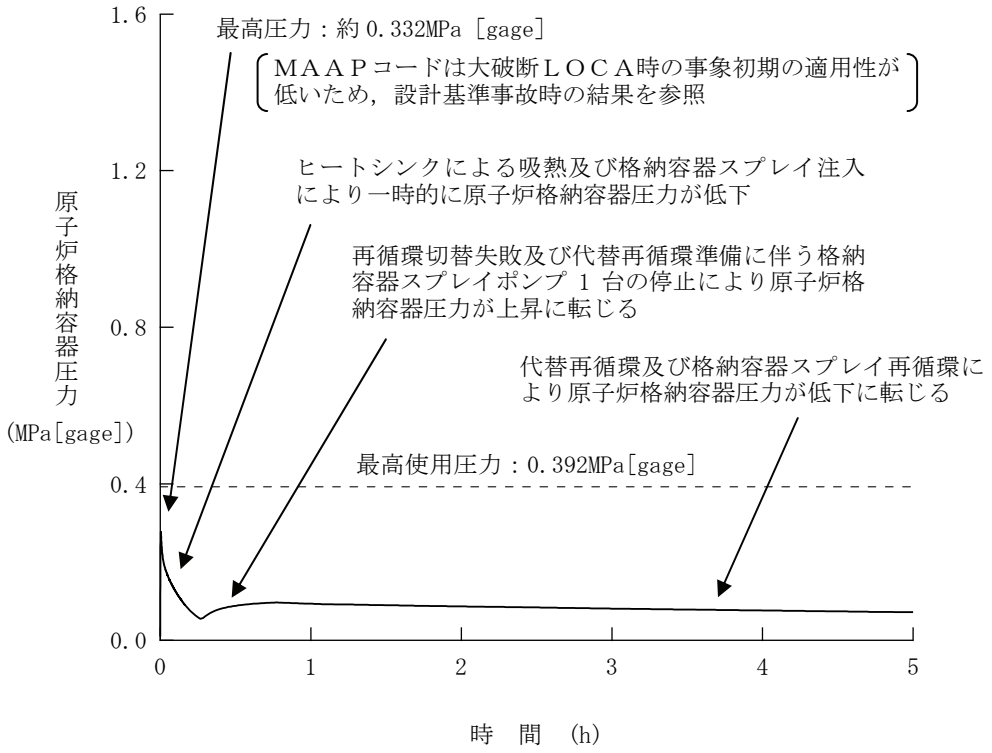
第 7.1.7.12 図　燃料被覆管温度の推移



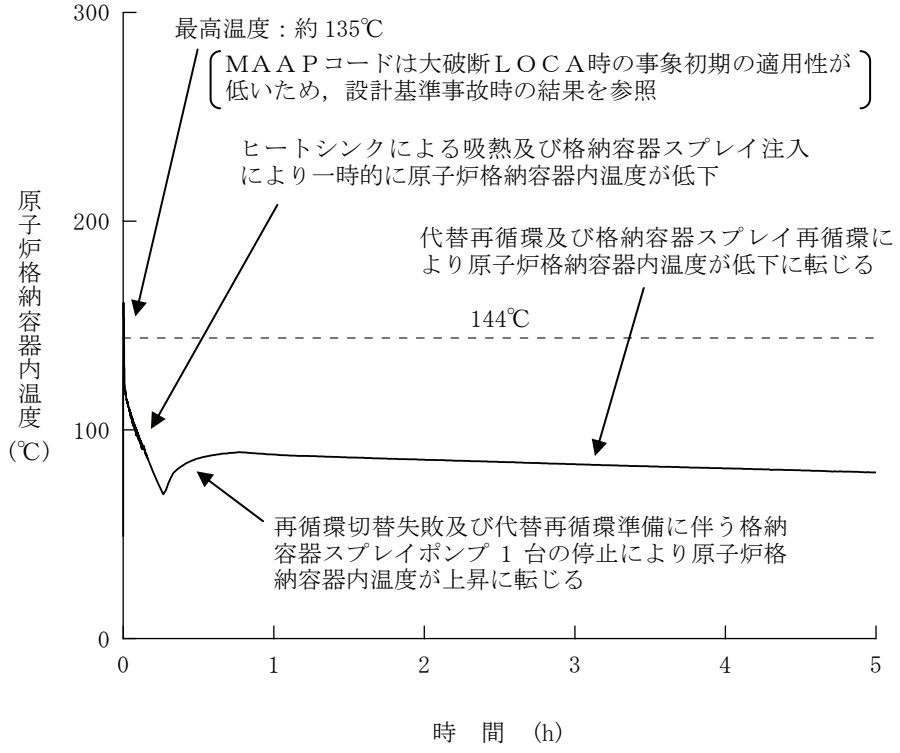
第 7.1.7.13 図　格納容器外周部水量の推移



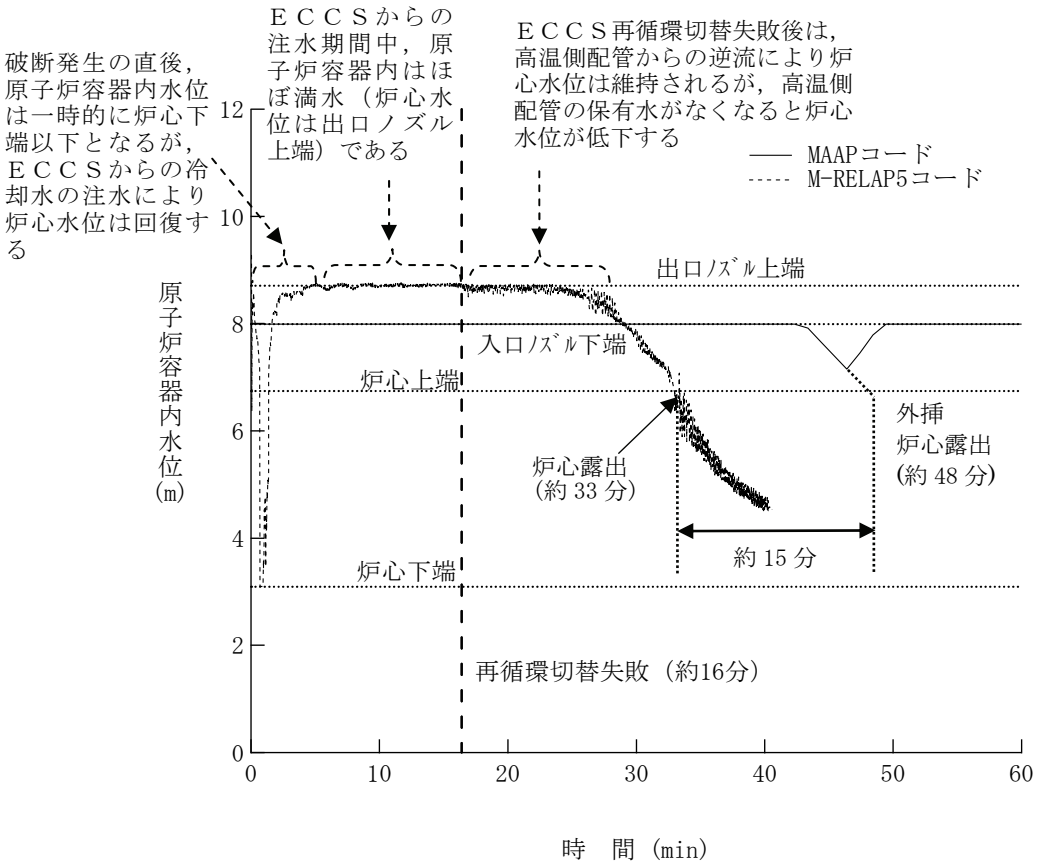
第 7.1.7.14 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



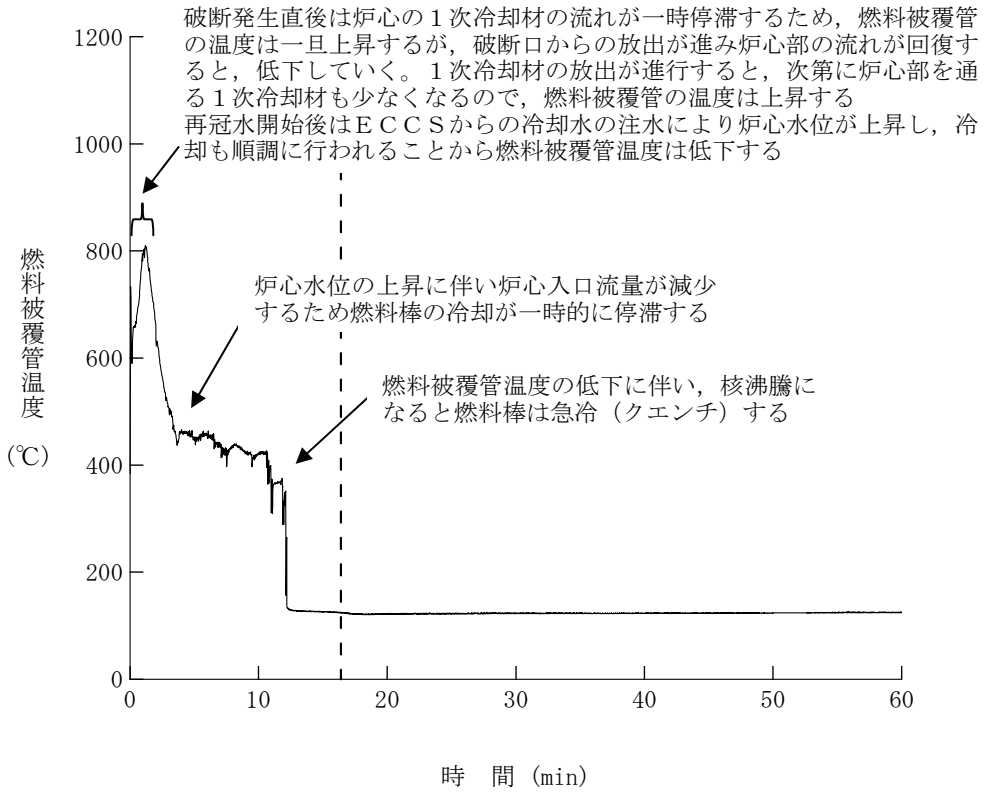
第 7.1.7.15 図　原子炉格納容器圧力の推移



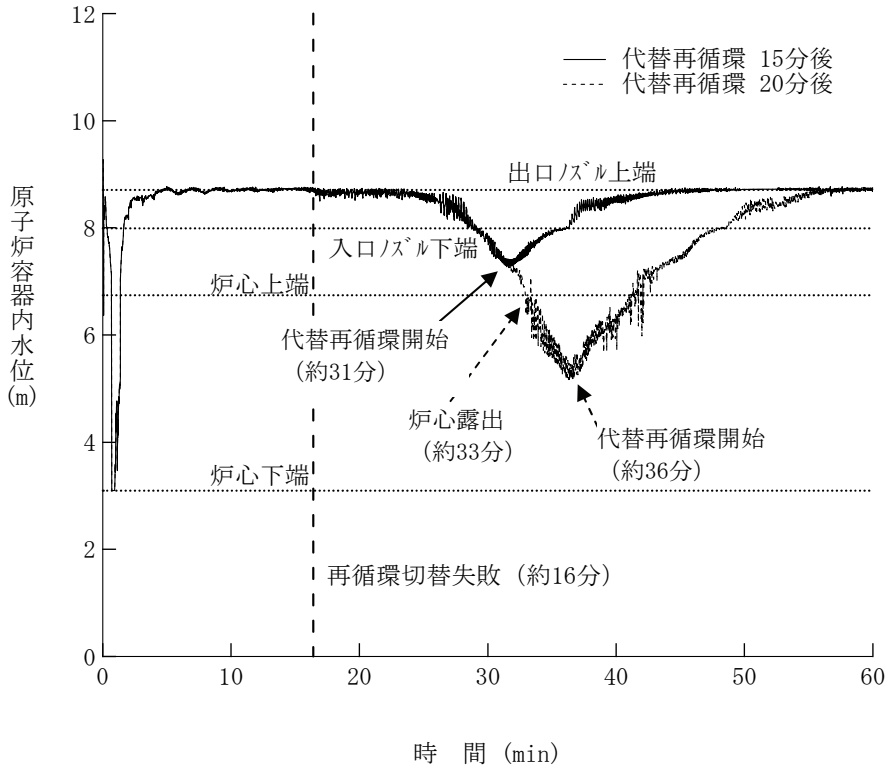
第 7.1.7.16 図　原子炉格納容器内温度の推移



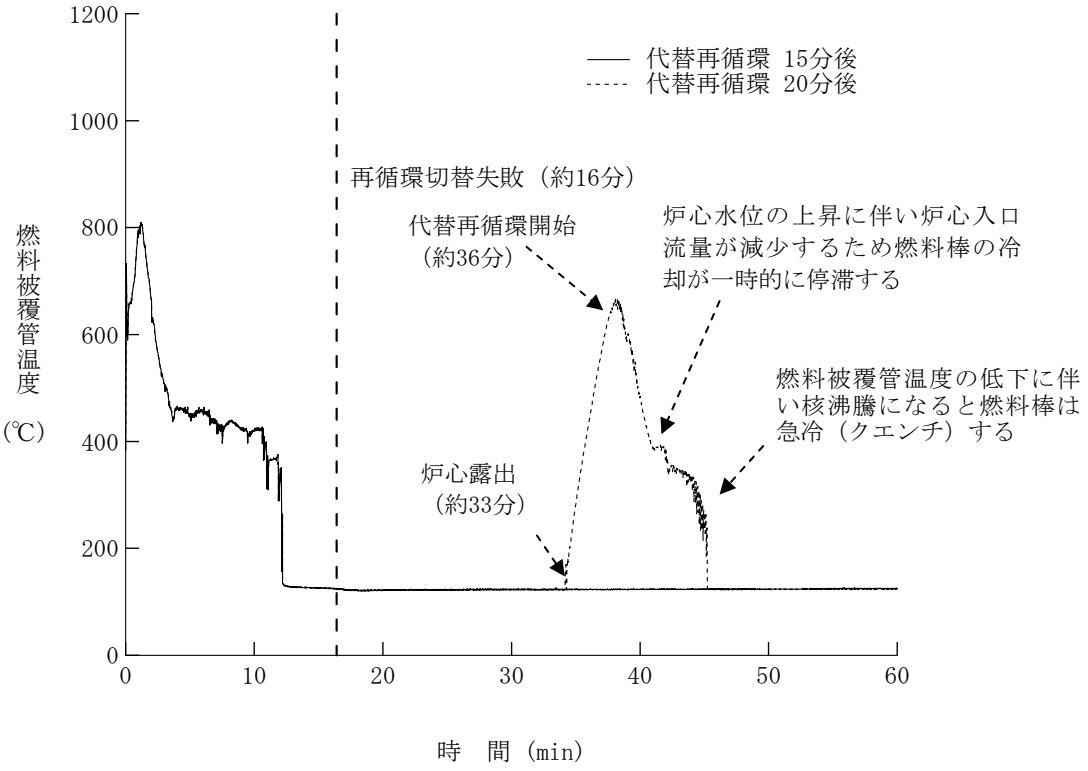
第 7.1.7.17 図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較）



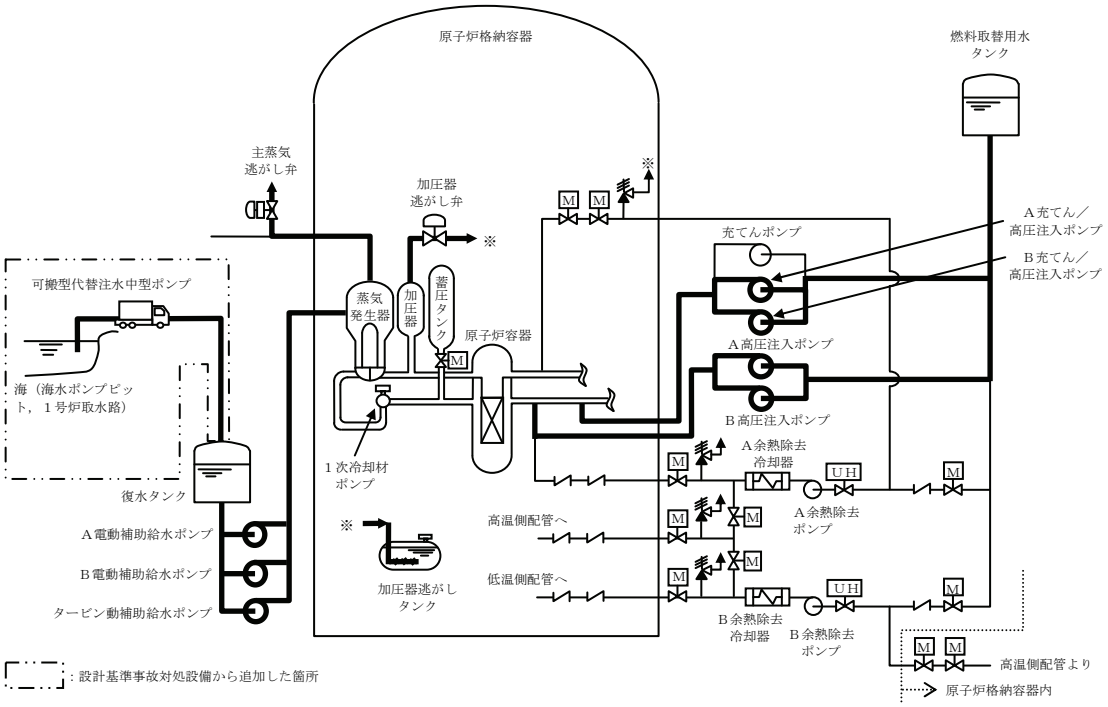
第 7.1.7.18 図　燃料被覆管温度の推移（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）



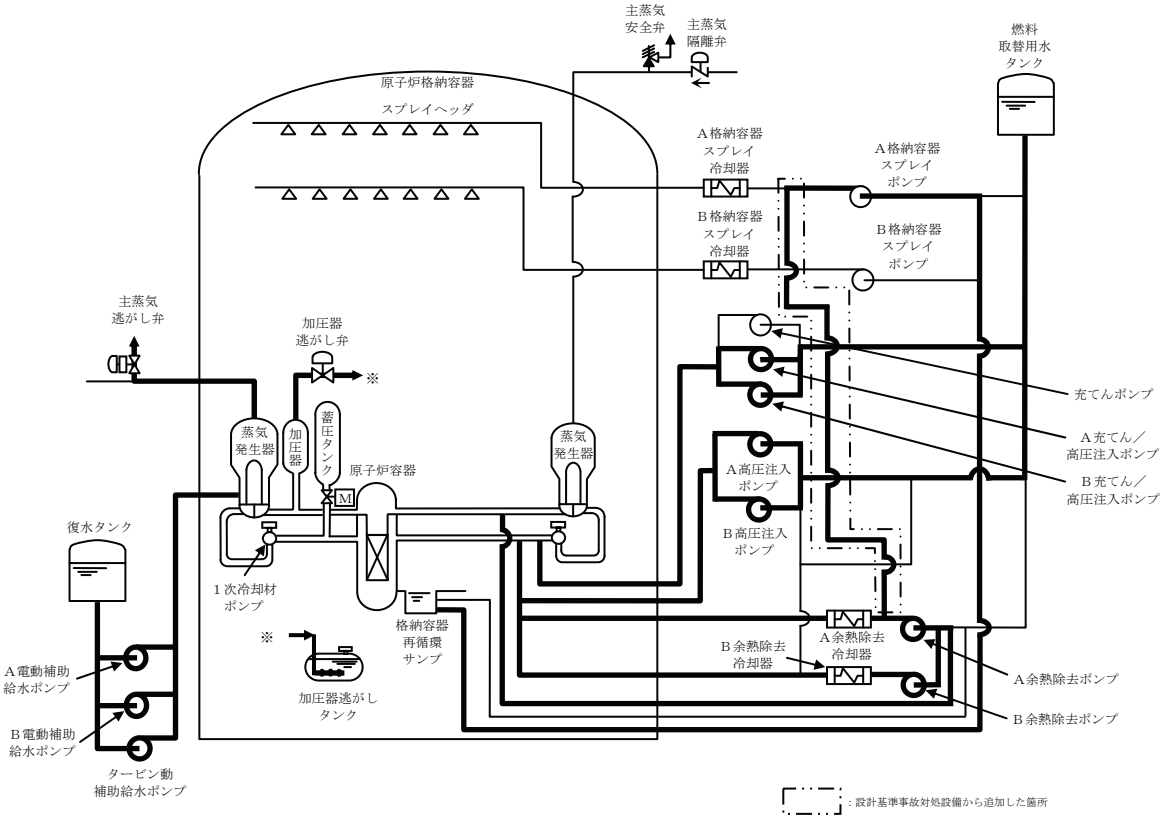
第 7.1.7.19 図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）



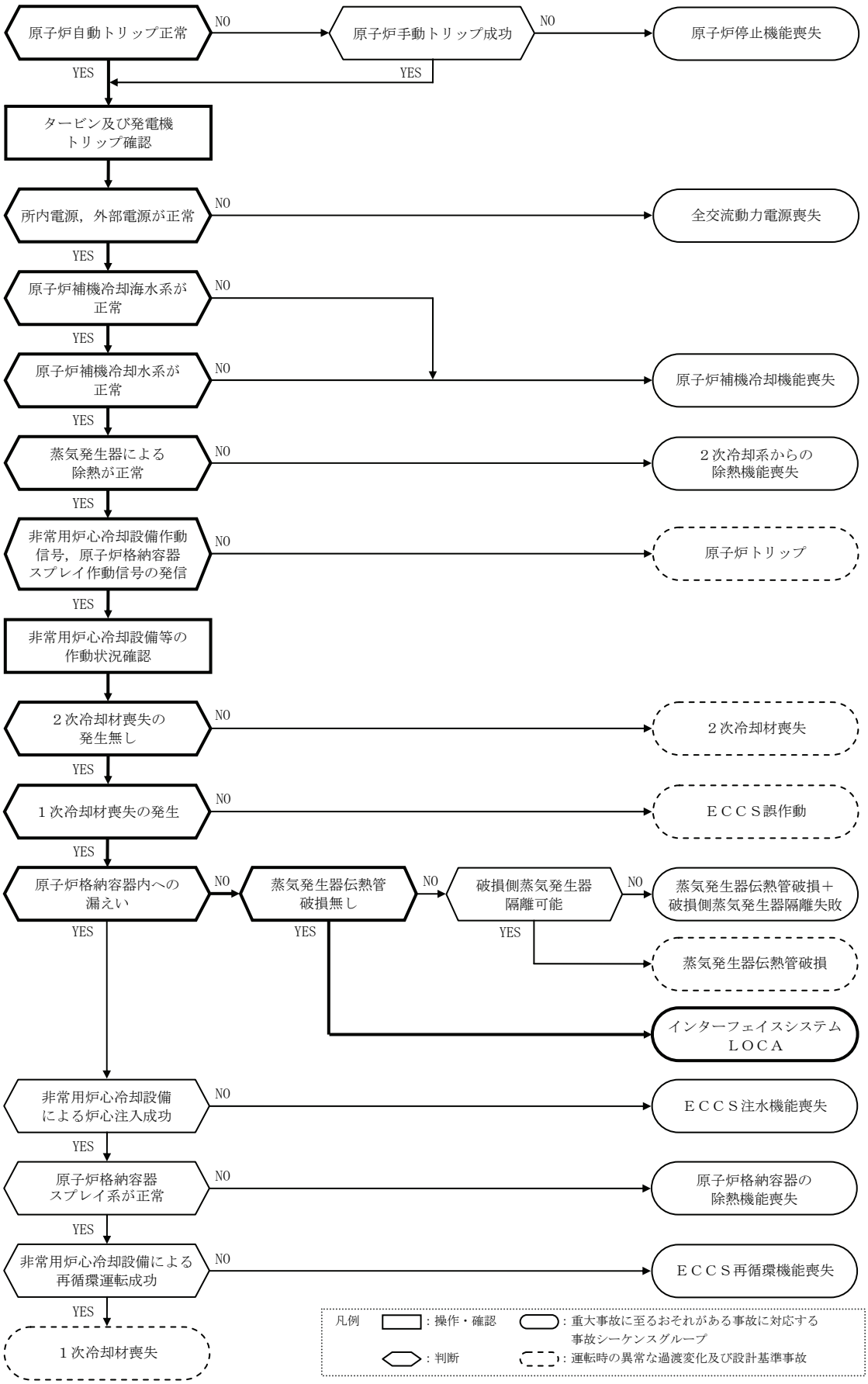
第 7.1.7.20 図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）



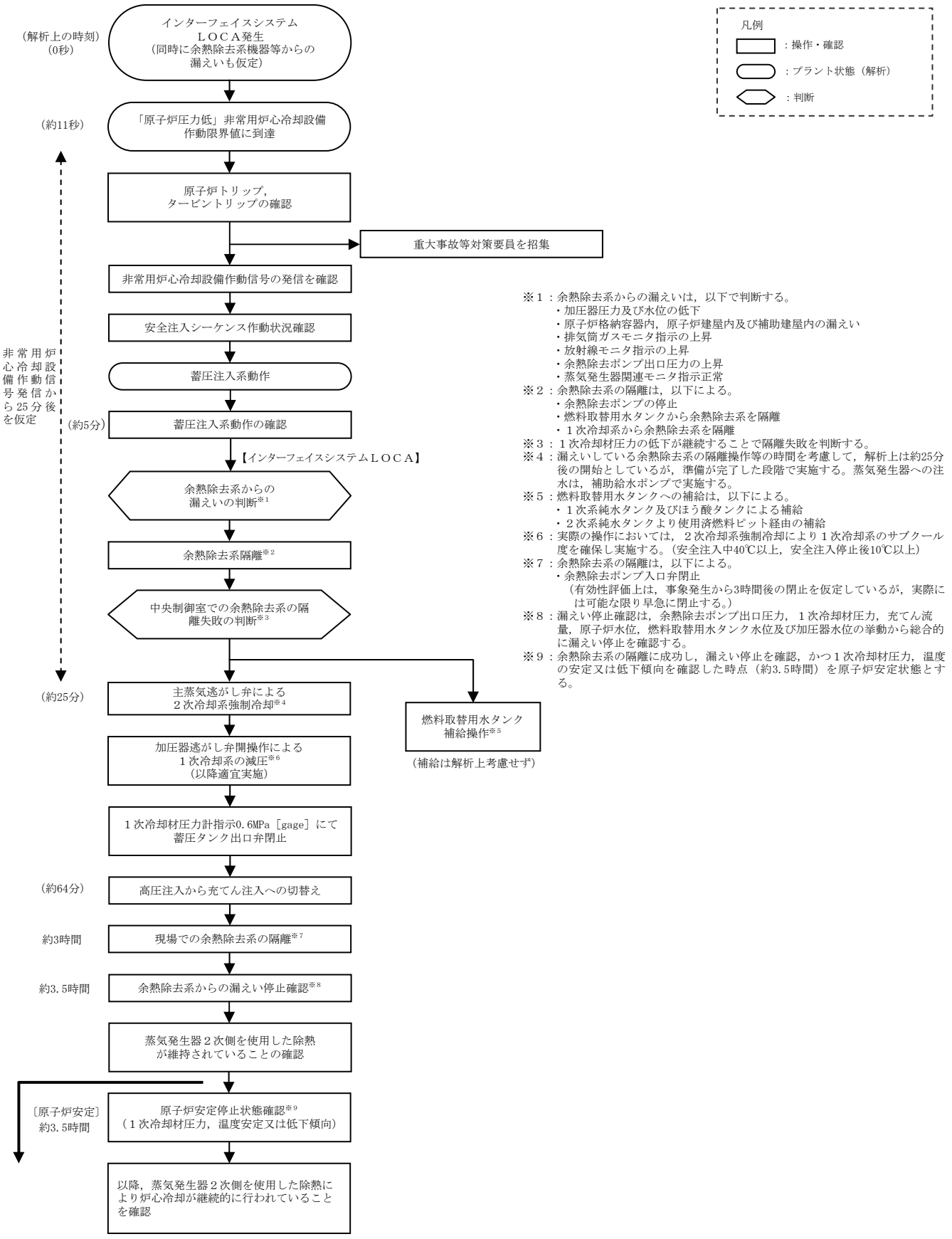
第7.1.8.1図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の
重大事故等対策の概略系統図



第7.1.8.2図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.8.3 図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の対応手順の概要（事象判別プロセス）



※１：余熱除去系からの漏えいは，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器内，原子炉建屋内及び補助建屋内の漏えい
・排気筒ガスモニタ指示の上昇
・放射線モニタ指示の上昇
・余熱除去ポンプ出口圧力の上昇
・蒸気発生器関連モニタ指示正常

※２：余熱除去系の隔離は，以下による。
・余熱除去ポンプの停止
・燃料取替用水タンクから余熱除去系を隔離
・１次冷却系から余熱除去系を隔離

※３：１次冷却材圧力の低下が継続することで隔離失敗を判断する。

※４：漏えいしている余熱除去系の隔離操作等の時間を考慮して，解析上は約25分後の開始としているが，準備が完了した段階で実施する。蒸気発生器への注水は，補助給水ポンプで実施する。

※５：燃料取替用水タンクへの補給は，以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・２次系純水タンクより使用済燃料ピット経由の補給

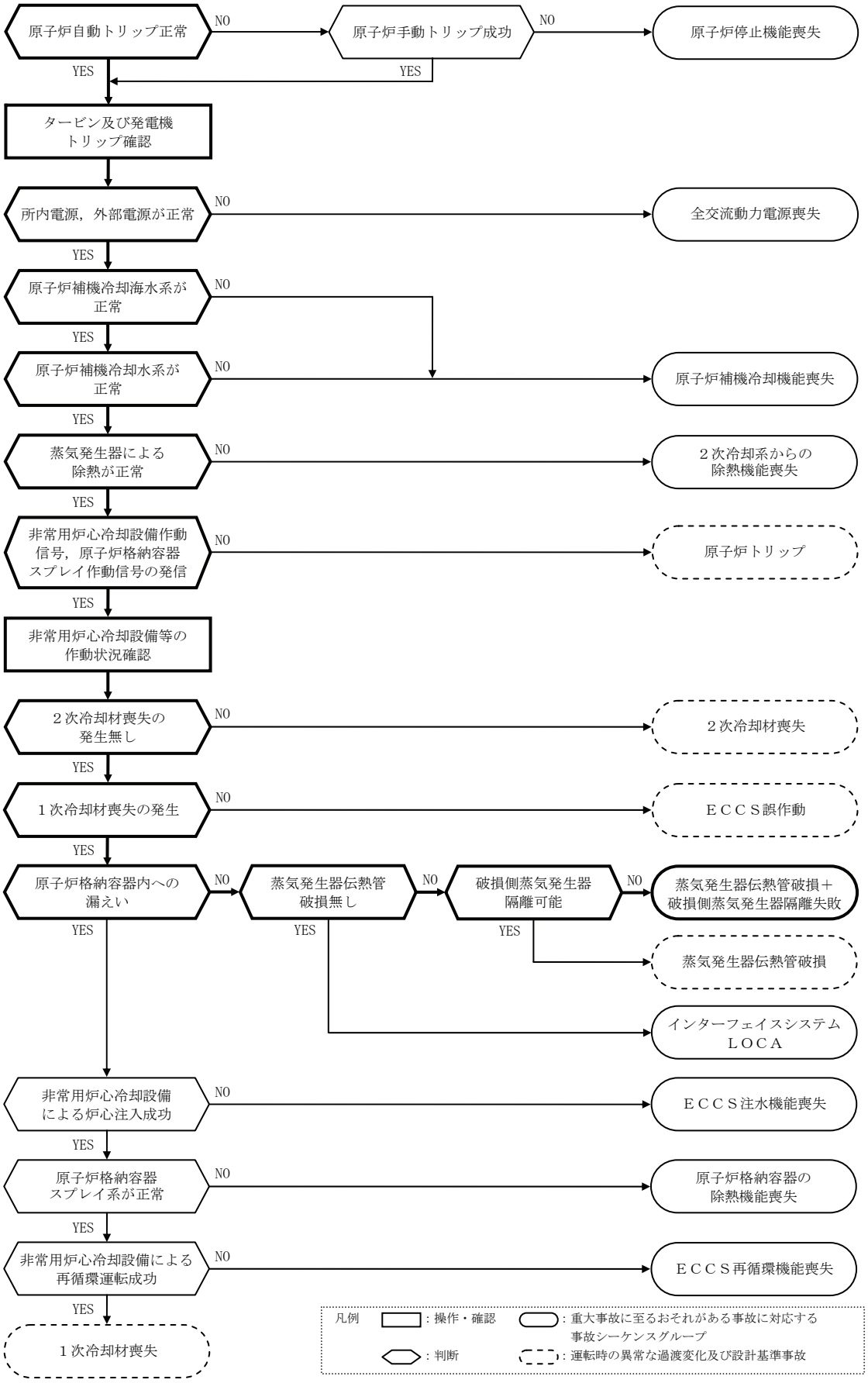
※６：実際の操作においては，２次冷却系強制冷却により１次冷却系のサブクール度を確保し実施する。（安全注入中40℃以上，安全注入停止後10℃以上）

※７：余熱除去系の隔離は，以下による。
・余熱除去ポンプ入口弁閉止
（有効性評価上は，事象発生から3時間後の閉止を仮定しているが，実際には可能な限り早急に閉止する。）

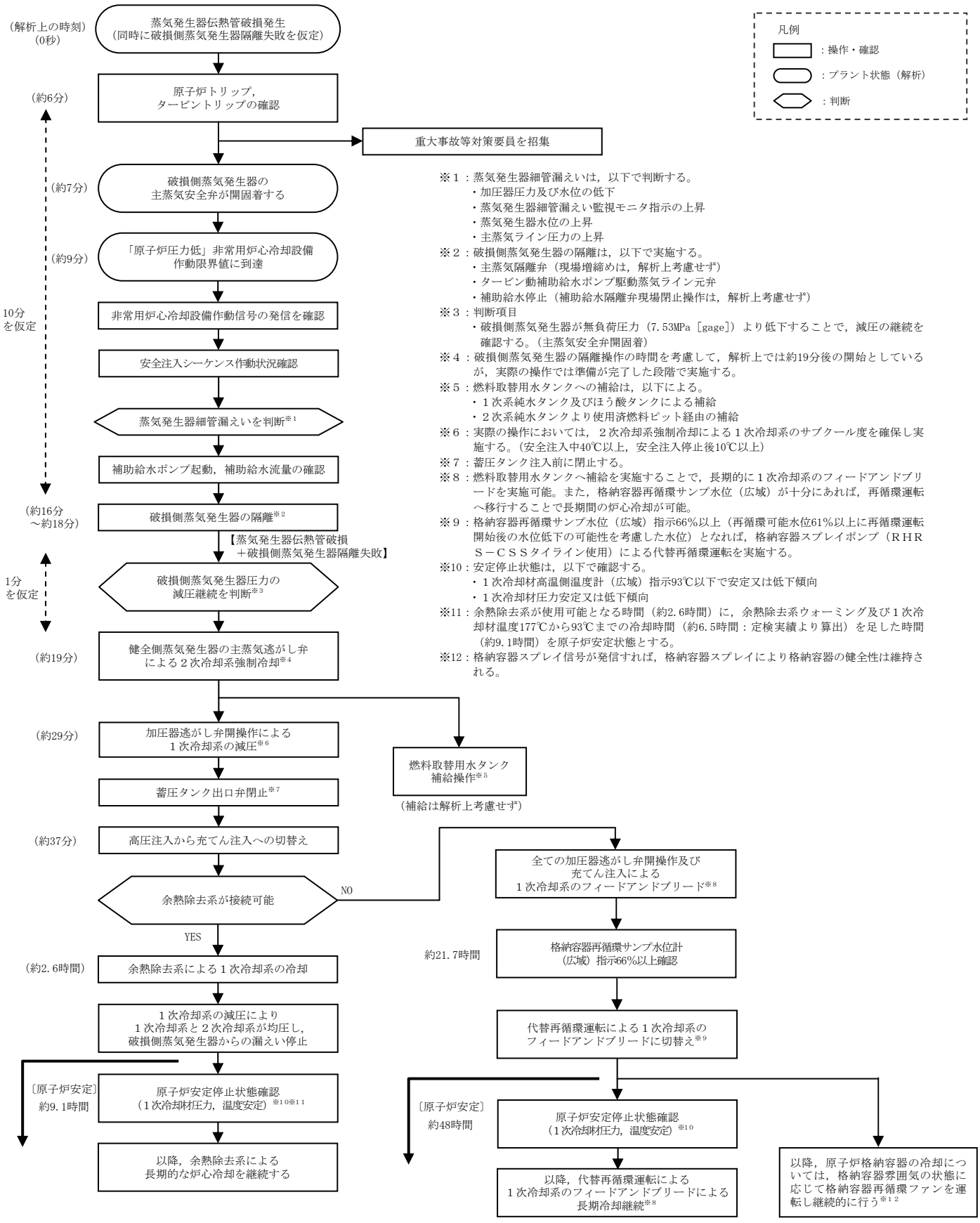
※８：漏えい停止確認は，余熱除去ポンプ出口圧力，１次冷却材圧力，充てん流量，原子炉水位，燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の挙動から総合的に漏えい停止を確認する。

※９：余熱除去系の隔離に成功し，漏えい停止を確認，かつ１次冷却材圧力，温度の安定又は低下傾向を確認した時点（約3.5時間）を原子炉安定状態とする。

第 7.1.8.4 図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の対応手順の概要（インターフェイスシステムＬＯＣＡの事象進展）



第 7.1.8.5 図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)」の対応手順の概要（事象判別プロセス）



※１：蒸気発生器細管漏えいは，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示の上昇
・蒸気発生器水位の上昇
・主蒸気ライン圧力の上昇

※２：破損側蒸気発生器の隔離は，以下で実施する。
・主蒸気隔離弁（現場増締めは，解析上考慮せず）
・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン元弁
・補助給水停止（補助給水隔離弁現場閉止操作は，解析上考慮せず）

※３：判断項目
・破損側蒸気発生器が無負荷圧力（7.53MPa［gage］）より低下することで，減圧の継続を確認する。（主蒸気安全弁開固着）

※４：破損側蒸気発生器の隔離操作の時間を考慮して，解析上では約19分後の開始としているが，実際の操作では準備が完了した段階で実施する。

※５：燃料取替用水タンクへの補給は，以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・２次系純水タンクより使用済燃料ピット経由の補給

※６：実際の操作においては，２次冷却系強制冷却による１次冷却系のサブクール度を確保し実施する。（安全注入中40℃以上，安全注入停止後10℃以上）

※７：蓄圧タンク注入前に閉止する。

※８：燃料取替用水タンクへ補給を実施することで，長期的に１次冷却系のフィードアンドブリードを実施可能。また，格納容器再循環サンプ水位（広域）が十分にあれば，再循環運転へ移行することで長期間の炉心冷却が可能。

※９：格納容器再循環サンプ水位（広域）指示66%以上（再循環可能水位61%以上に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位）となれば，格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転を実施する。

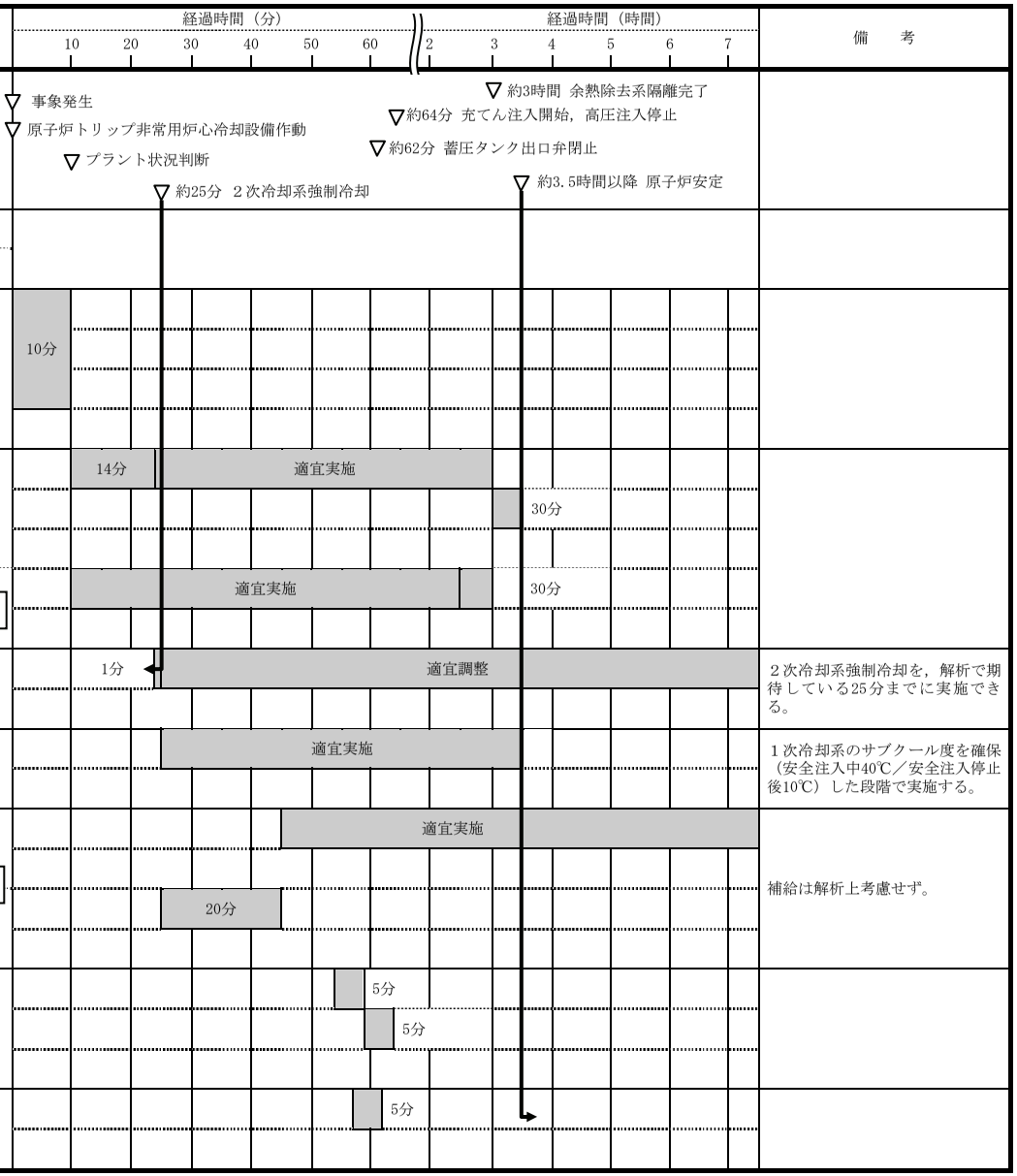
※10：安定停止状態は，以下で確認する。
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃以下で安定又は低下傾向
・１次冷却材圧力安定又は低下傾向

※11：余熱除去系が使用可能となる時間（約2.6時間）に，余熱除去系ウォーミング及び１次冷却材温度177℃から93℃までの冷却時間（約6.5時間：定検実績より算出）を足した時間（約9.1時間）を原子炉安定状態とする。

※12：格納容器スプレイ信号が発信すれば，格納容器スプレイにより格納容器の健全性は維持される。

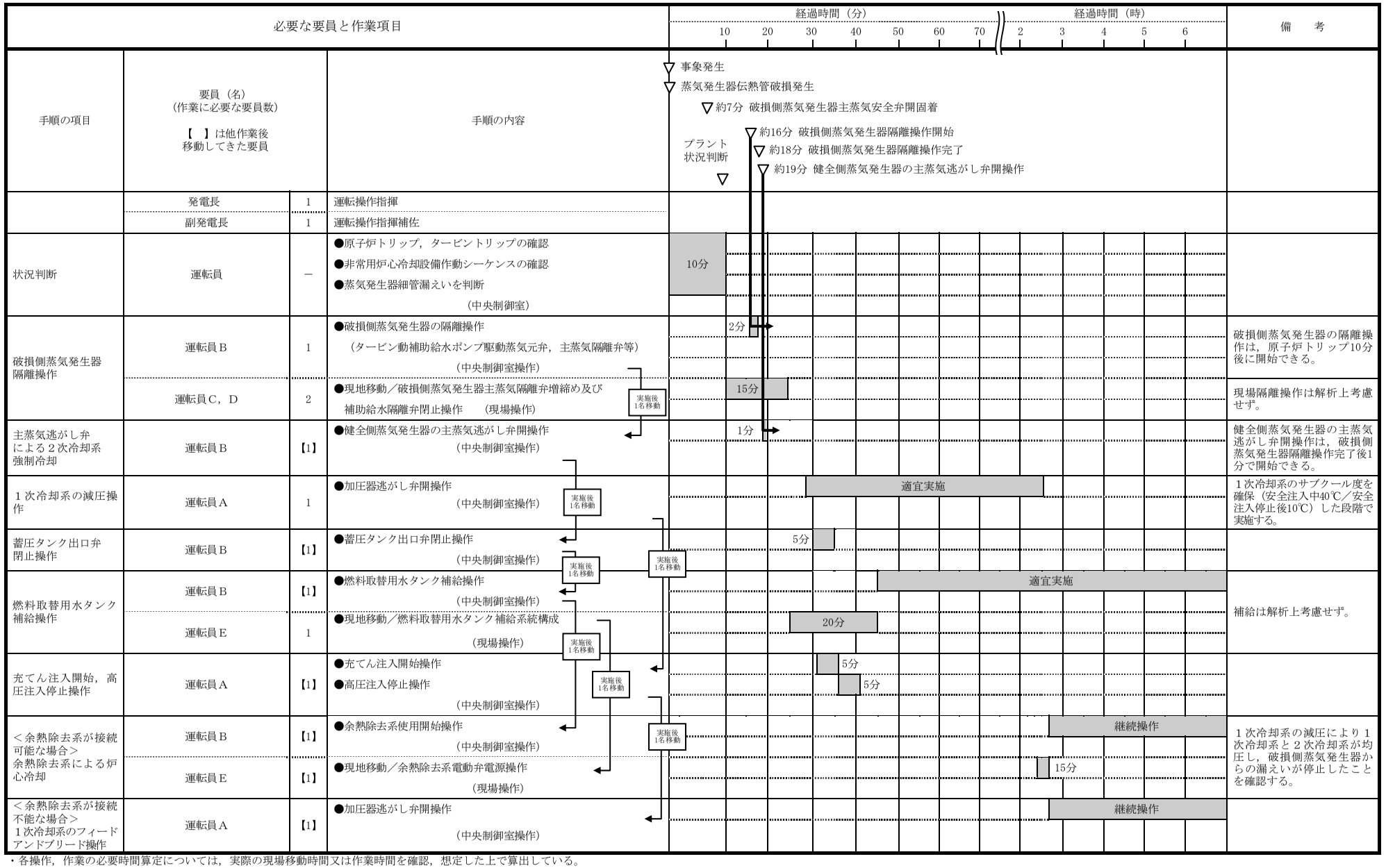
第 7.1.8.6 図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の対応手順の概要
（「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の事象進展）

手順の項目	要員（名）（作業に必要な要員数）【 】は他作業後移動してきた要員		手順の内容	備考
	発電長	1	運転操作指揮	
	副発電長	1	運転操作指揮補佐	
状況判断	運転員	－	●原子炉トリップ，タービントリップの確認 ●非常用炉心冷却設備作動シーケンスの確認 ●余熱除去系からの漏えいの判断 （中央制御室）	
余熱除去系の隔離操作	運転員Ａ	1	●余熱除去系の１次冷却系からの隔離操作 ●余熱除去系からの漏えい停止確認 （中央制御室操作）	
	運転員Ｃ，Ｄ	2	●現地移動／余熱除去系隔離操作 （現場操作）	
主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却	運転員Ｂ	1	●主蒸気逃がし弁開操作 （中央制御室操作）	２次冷却系強制冷却を，解析で期待している25分までに実施できる。
１次冷却系の減圧操作	運転員Ａ	【1】	●加圧器逃がし弁開操作 （中央制御室操作）	１次冷却系のサブクール度を確保（安全注入中40℃／安全注入停止後10℃）した段階で実施する。
燃料取替用水タンク補給操作	運転員Ｂ	【1】	●燃料取替用水タンク補給操作 （中央制御室操作）	補給は解析上考慮せず。
	運転員Ｅ	1	●現地移動／燃料取替用水タンク補給系統構成 （現場操作）	
充てん注入開始，高圧注入停止操作	運転員Ａ	【1】	●充てん注入開始操作 ●高圧注入停止操作 （中央制御室操作）	
蓄圧タンク出口弁閉止操作	運転員Ｂ	【1】	●蓄圧タンク出口弁閉止操作 （中央制御室操作）	



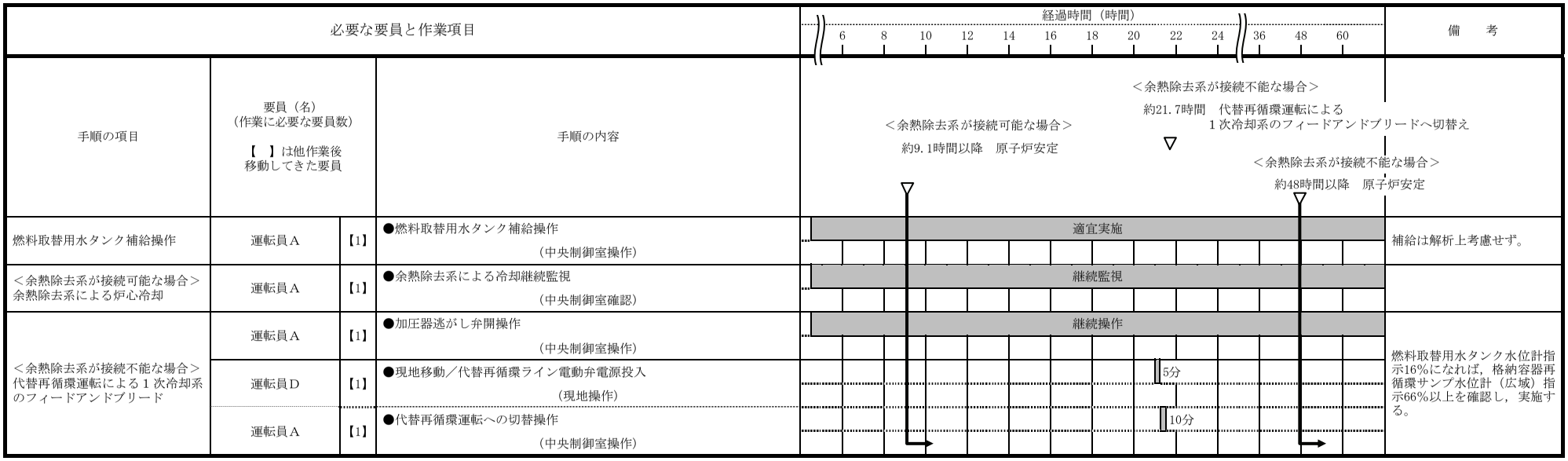
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.1.8.7図　「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の作業と所要時間（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

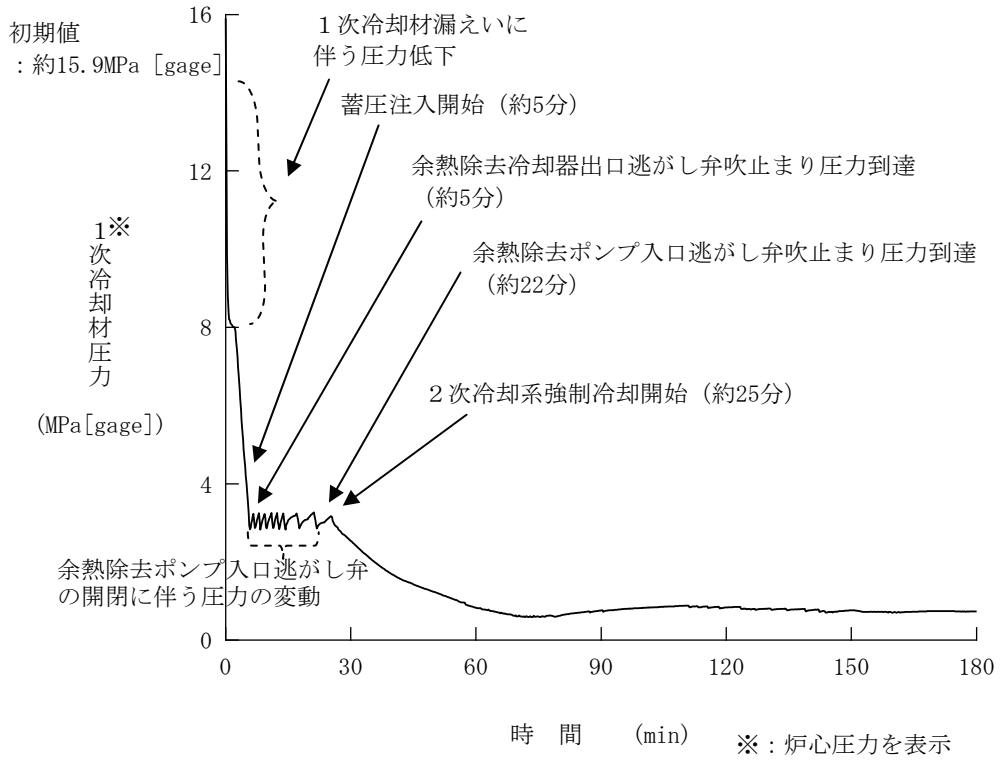


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・初動本部要員4名，放射線管理要員3名が常駐し，全体指揮，通報連絡及び放射線管理業務等を行う。

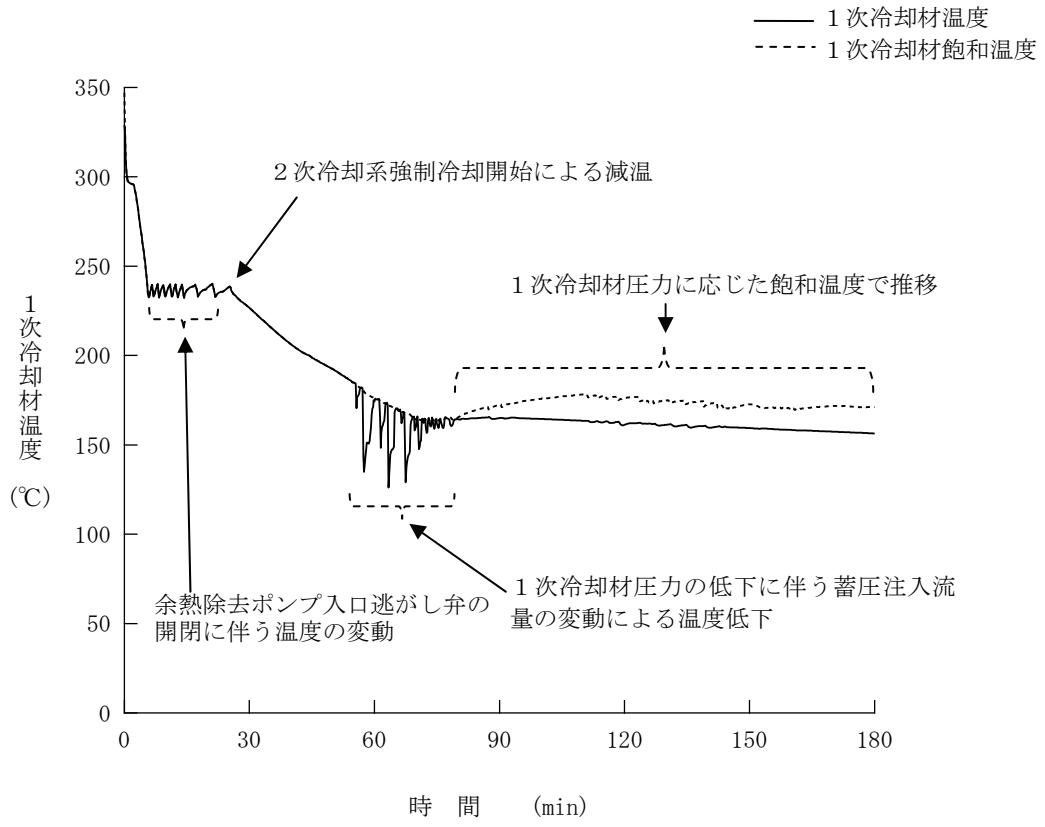
第 7.1.8.8 図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の作業と所要時間
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（1／2）



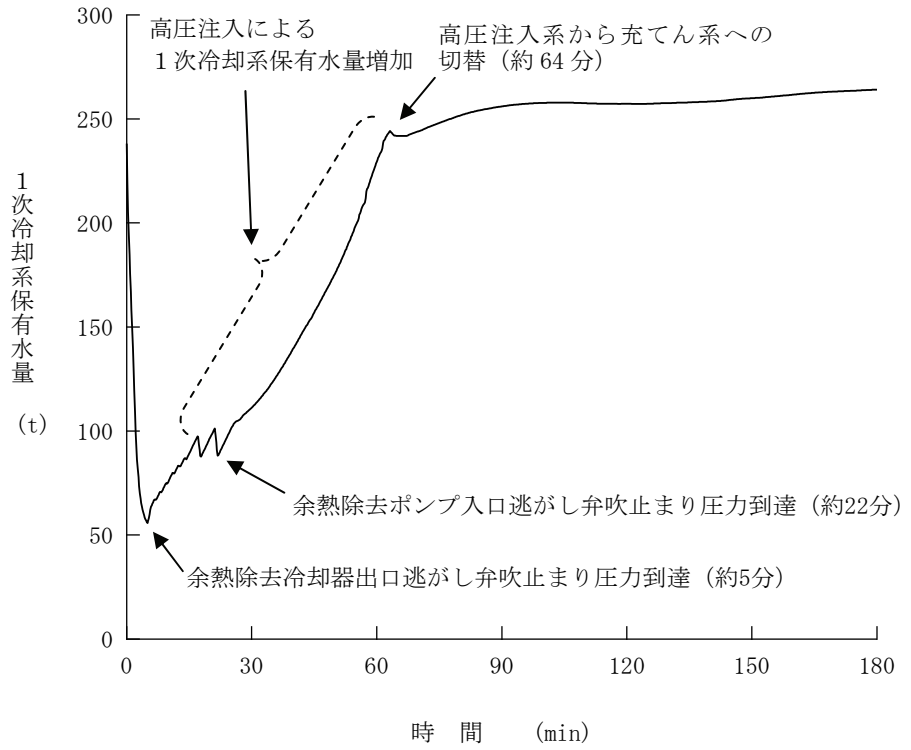
第 7.1.8.8 図　「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」の作業と所要時間
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（2／2）



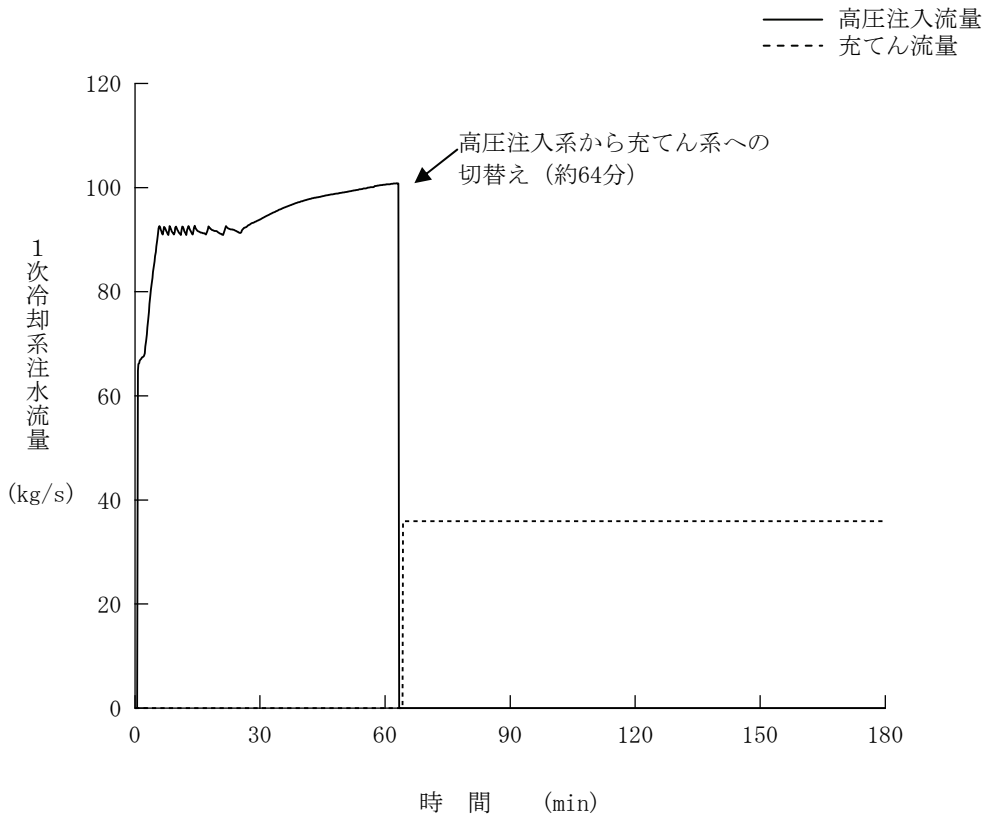
第 7.1.8.9 図　１次冷却材圧力の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



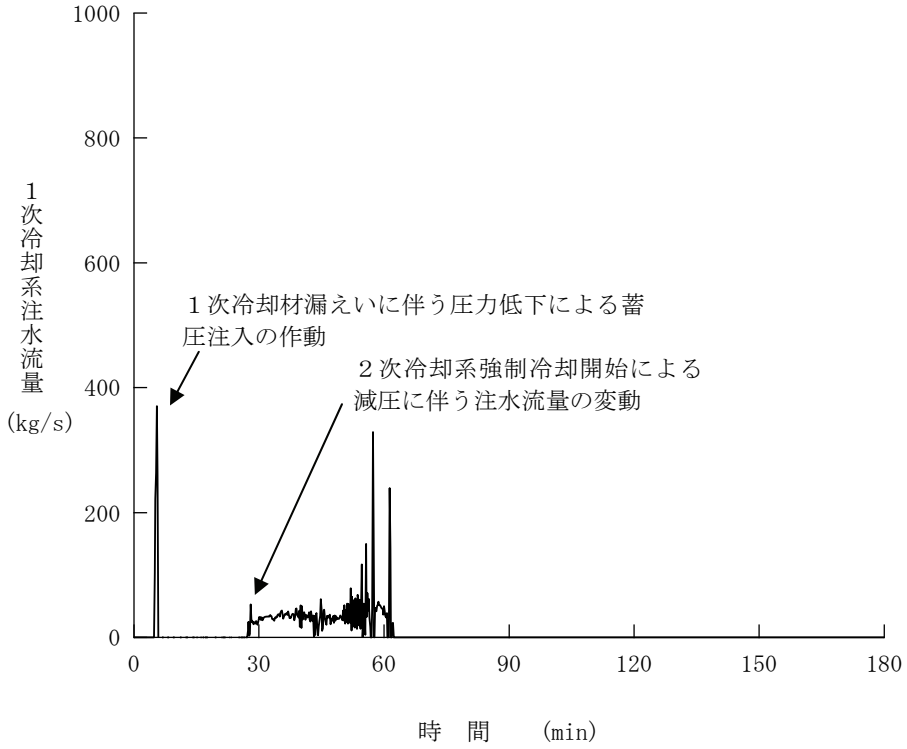
第 7.1.8.10 図　１次冷却材温度の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



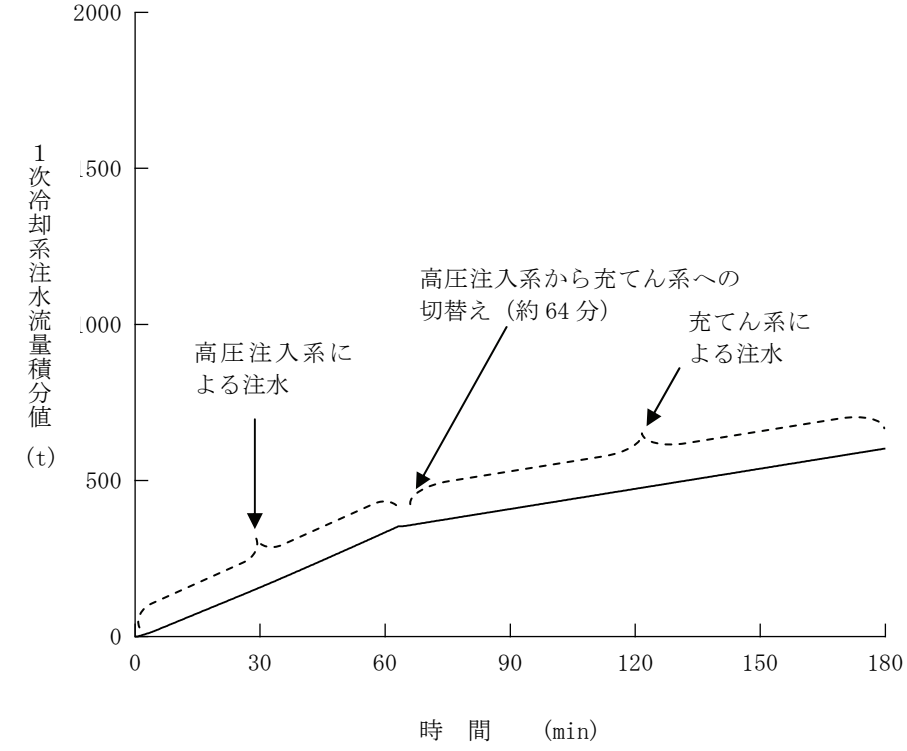
第 7.1.8.11 図　１次冷却系保有水量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



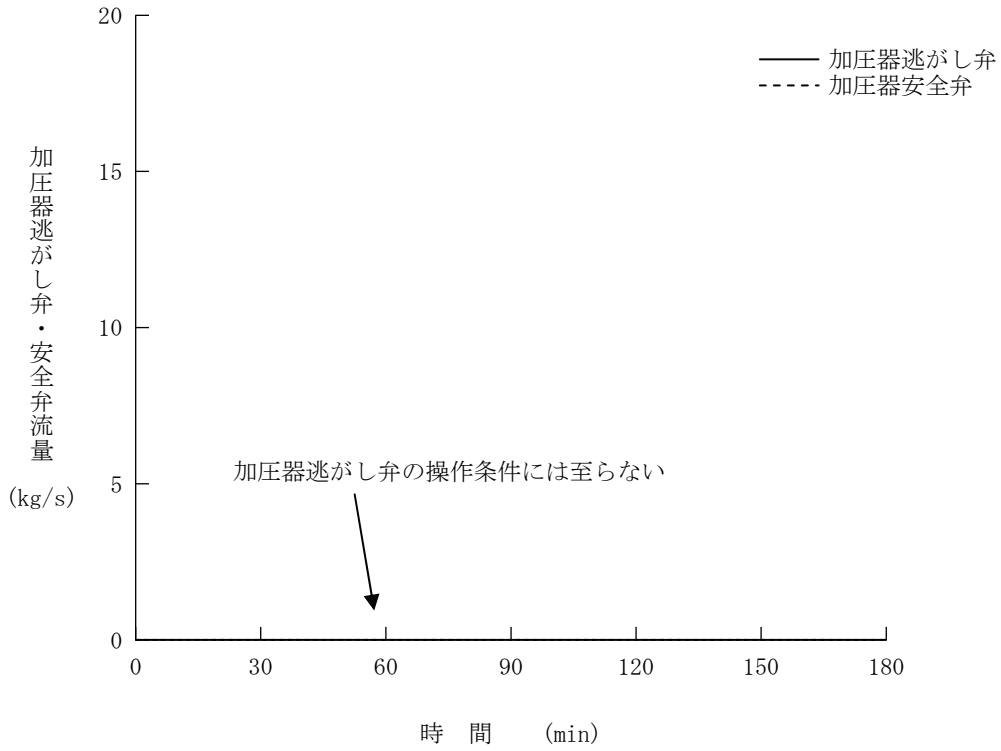
第7.1.8.12図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



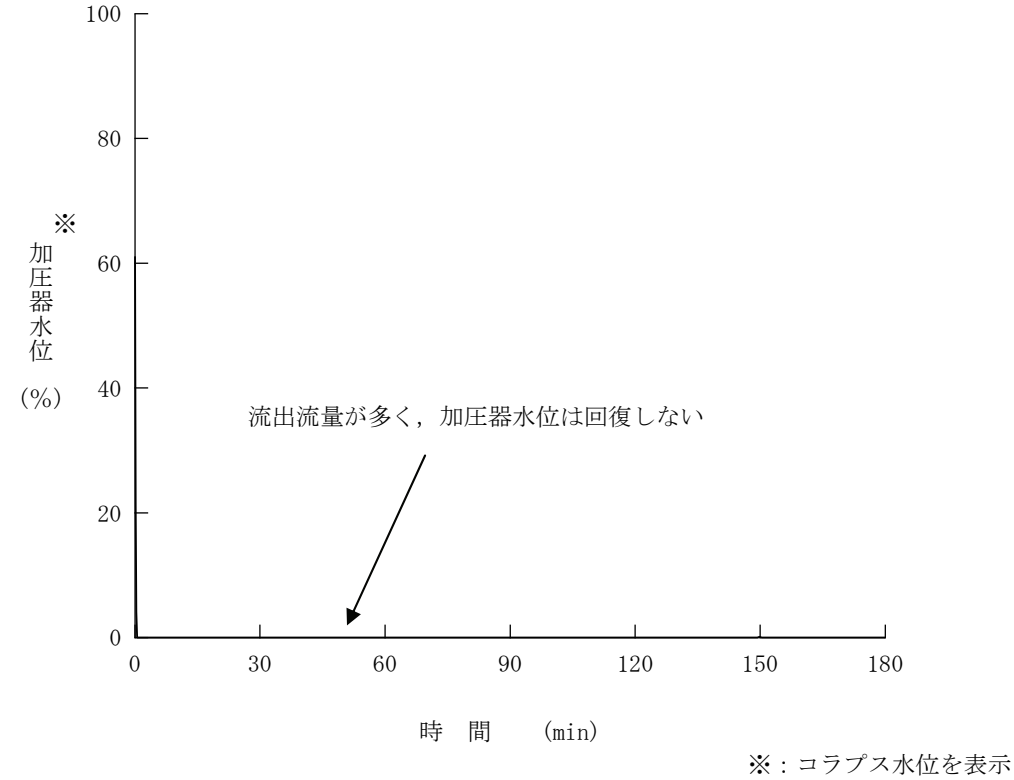
第7.1.8.13図　１次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



第7.1.8.14図　１次冷却系注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

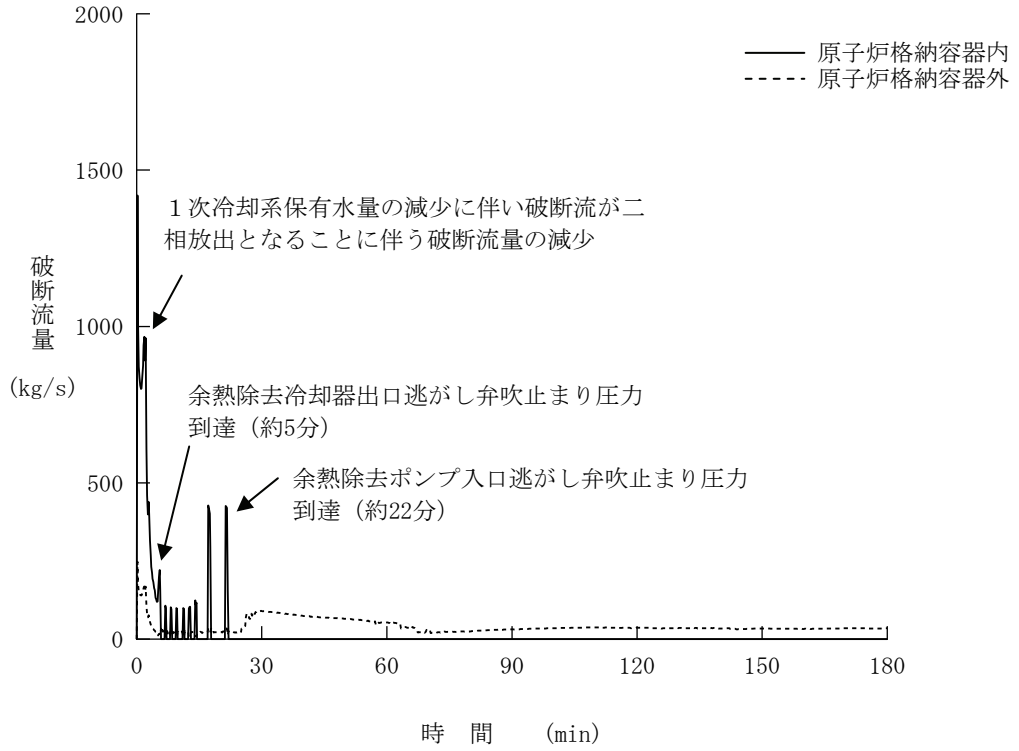


第7.1.8.15図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

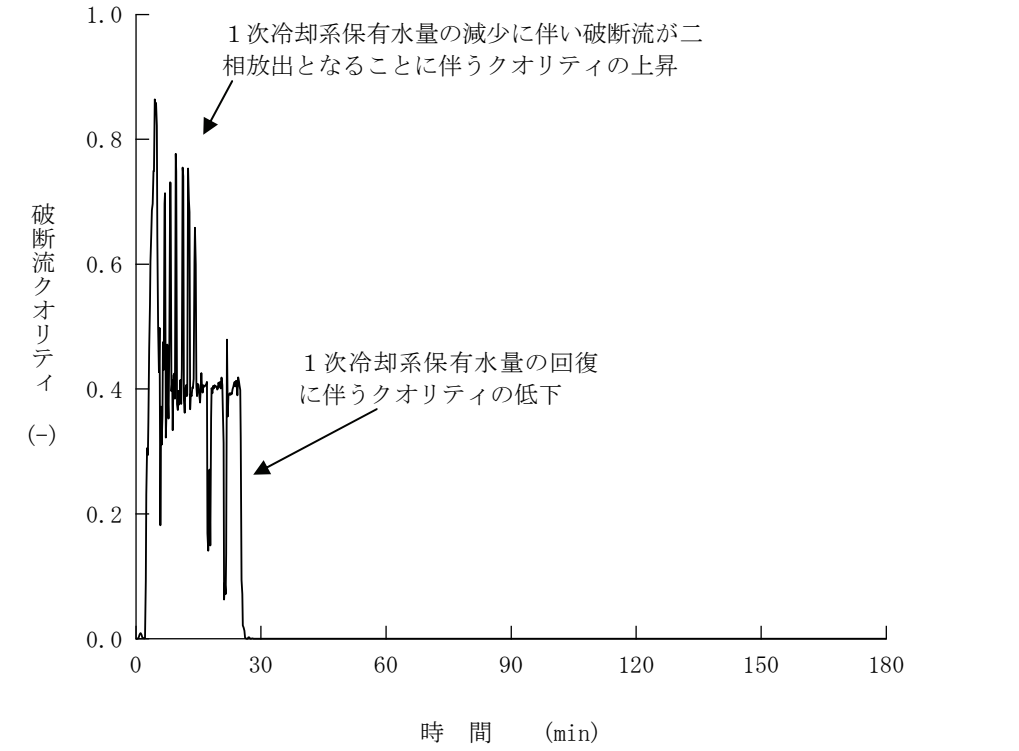


※：コラプス水位を表示

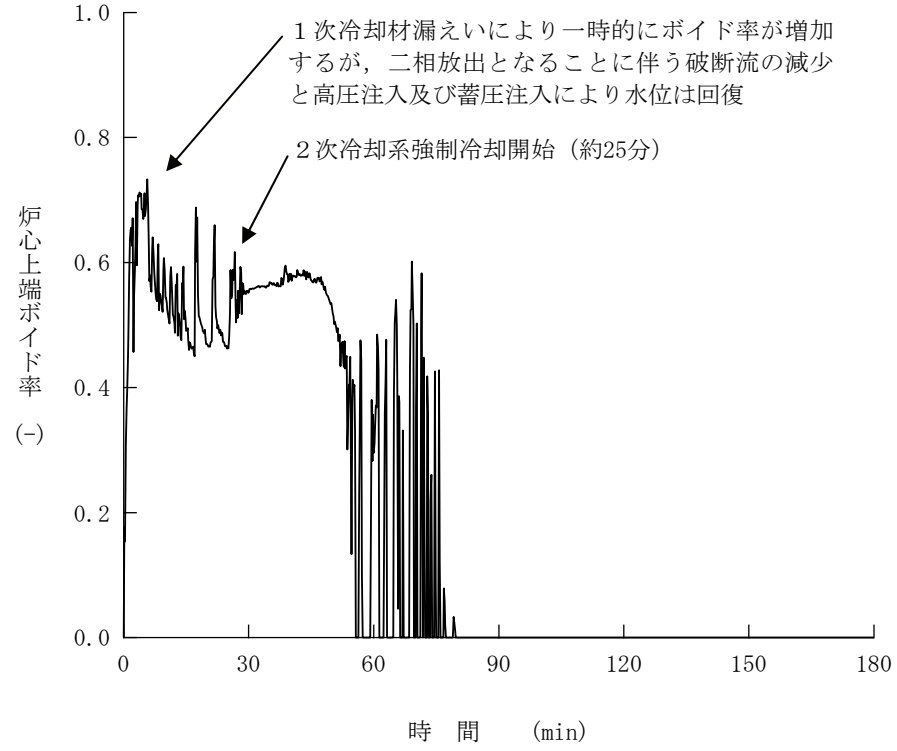
第 7.1.8.16 図　加圧器水位の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



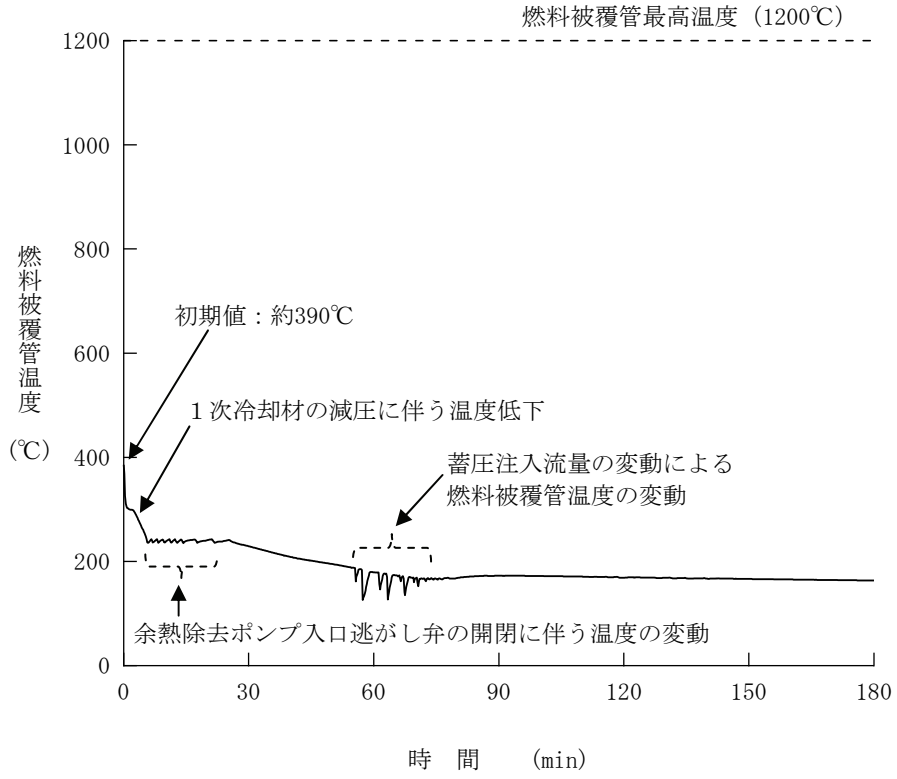
第 7.1.8.17 図　破断流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



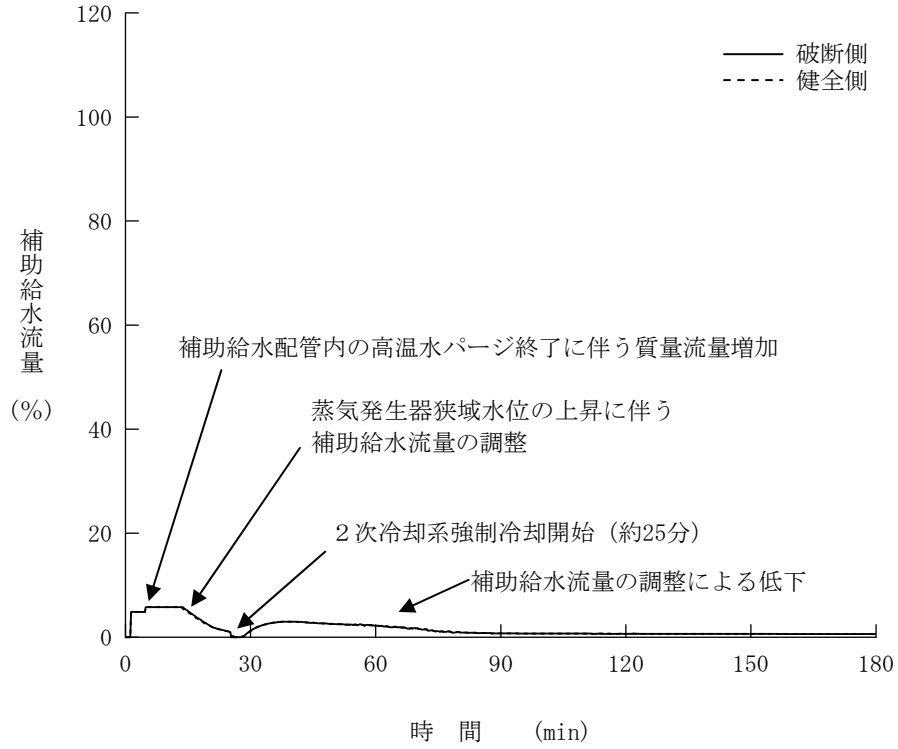
第 7.1.8.18 図　破断流クオリティの推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



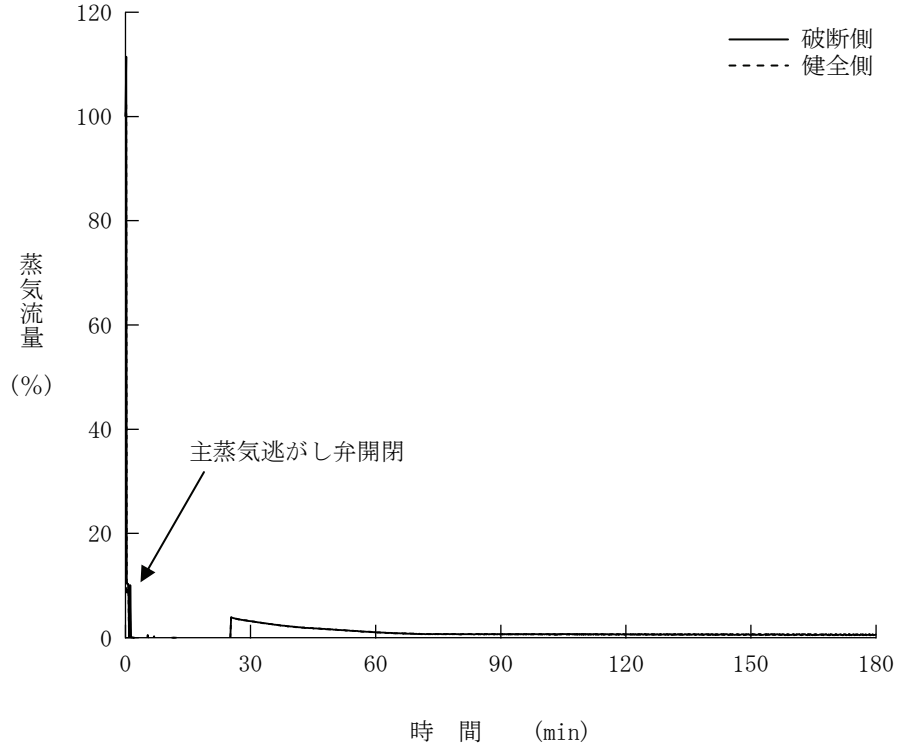
第 7.1.8.19 図　炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



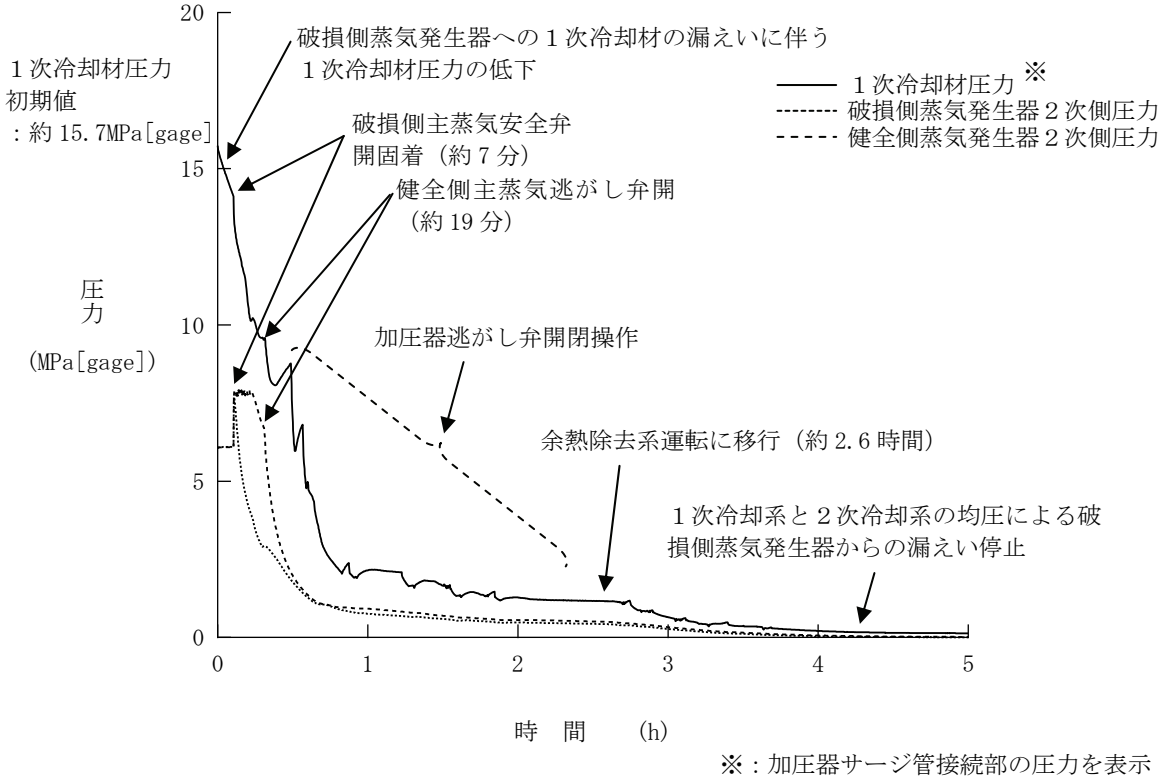
第 7.1.8.20 図　燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



第 7.1.8.21 図　補助給水流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

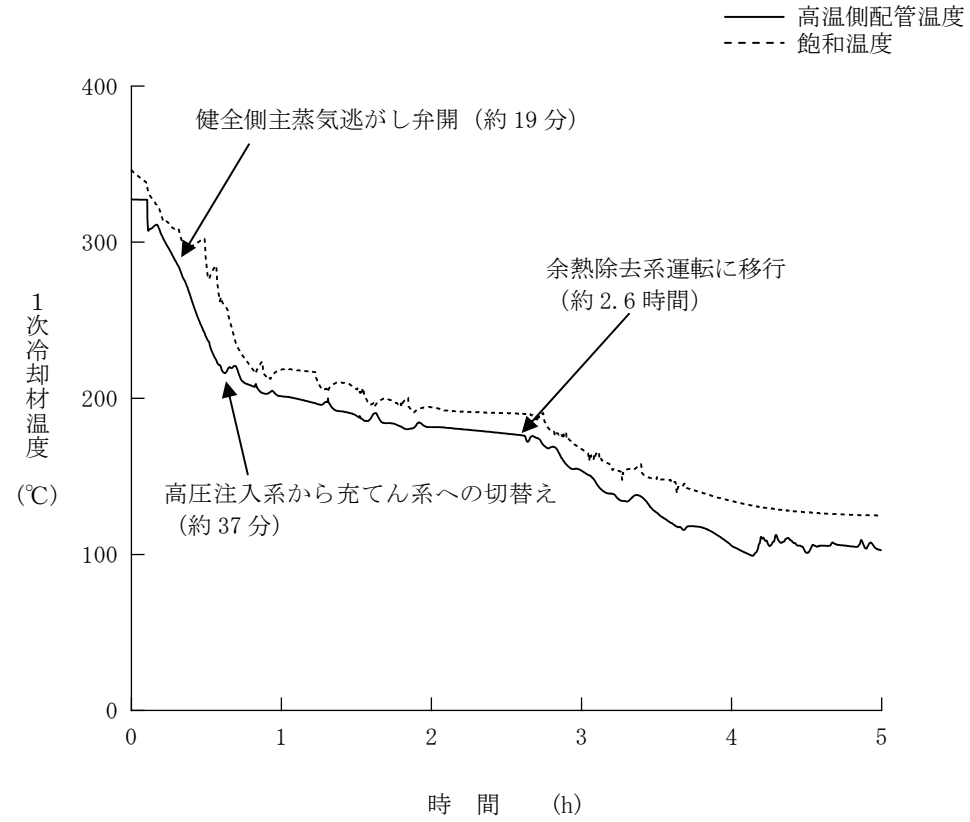


第 7.1.8.22 図　主蒸気流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

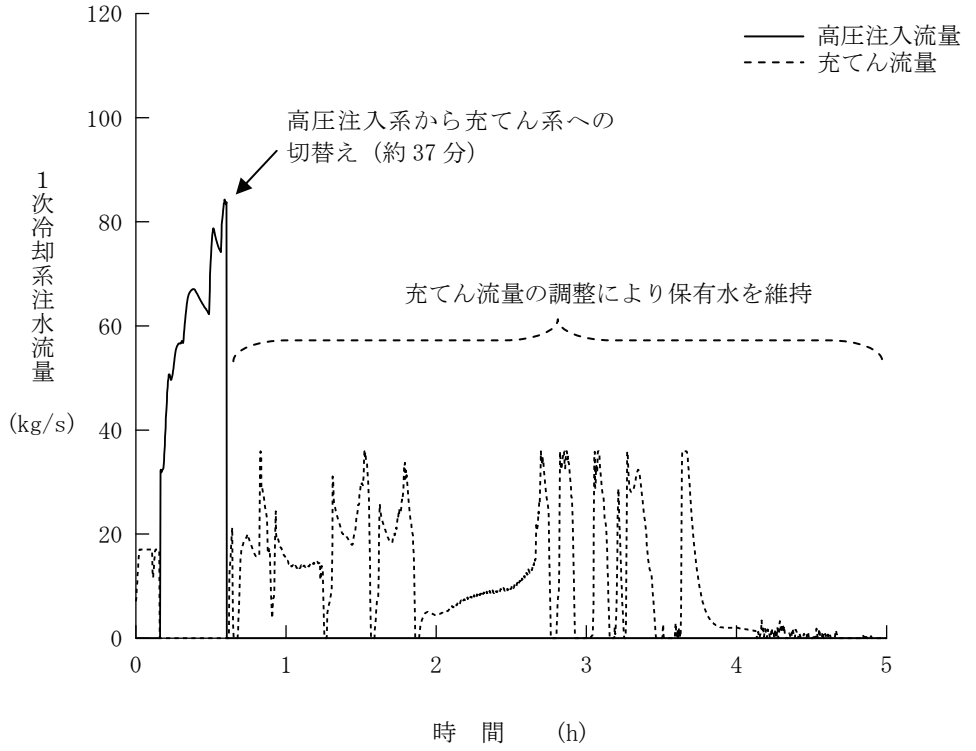


※：加圧器サージ管接続部の圧力を表示

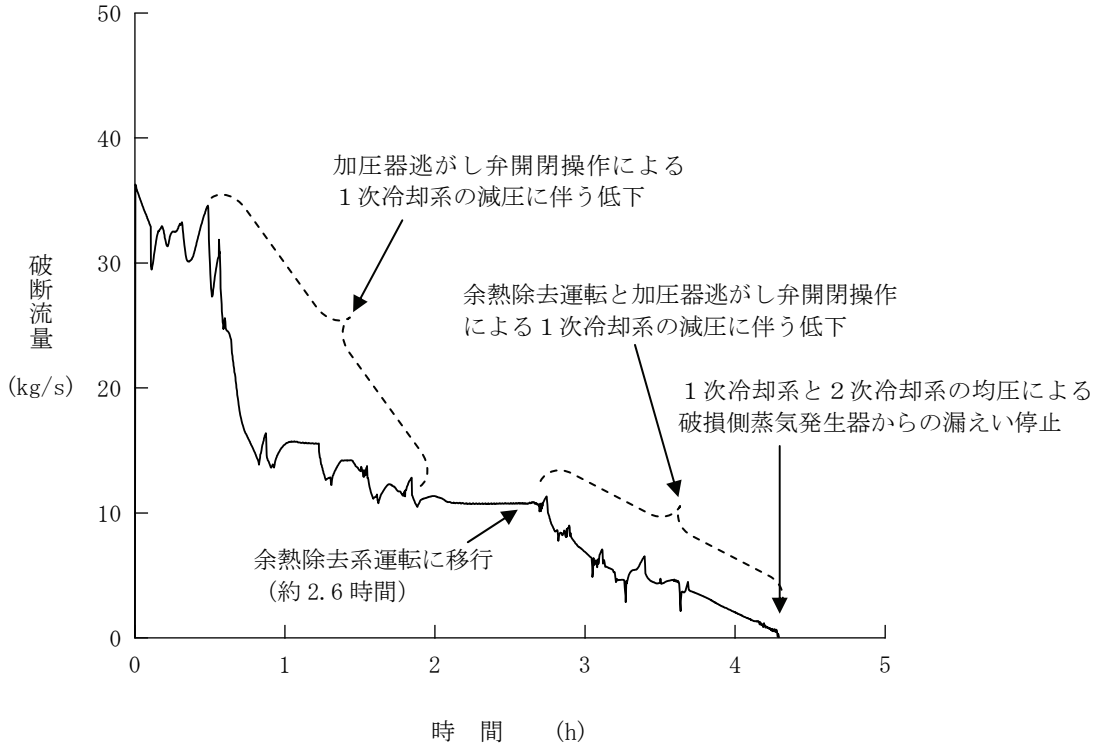
第7.1.8.23図　１次冷却材圧力，２次冷却系圧力の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



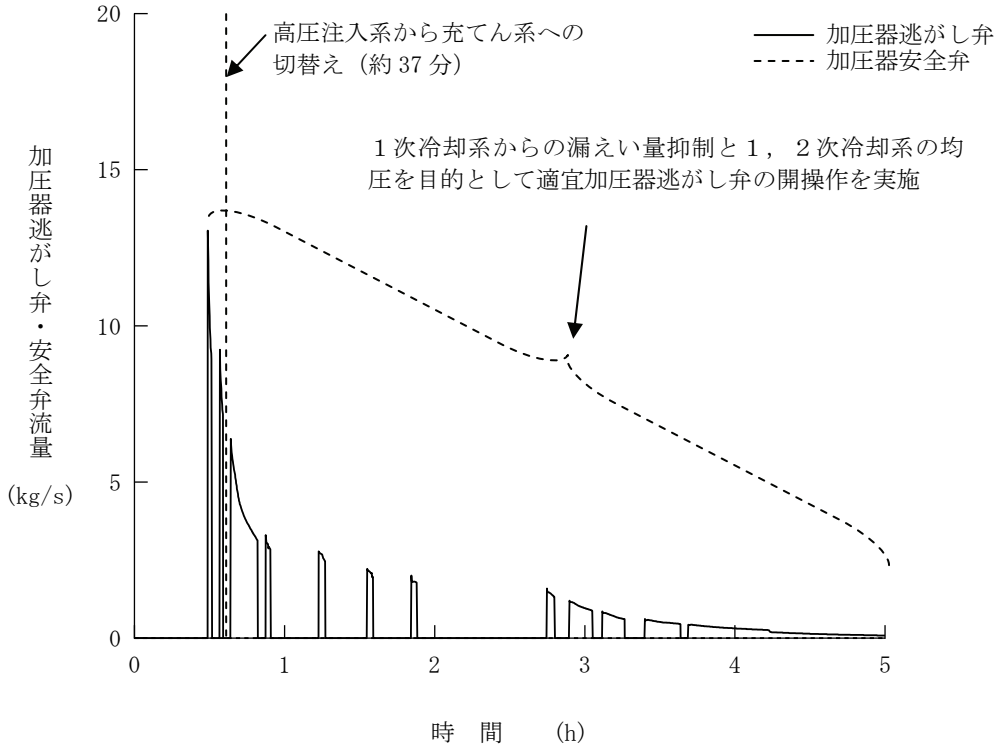
第7.1.8.24図　１次冷却材温度の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



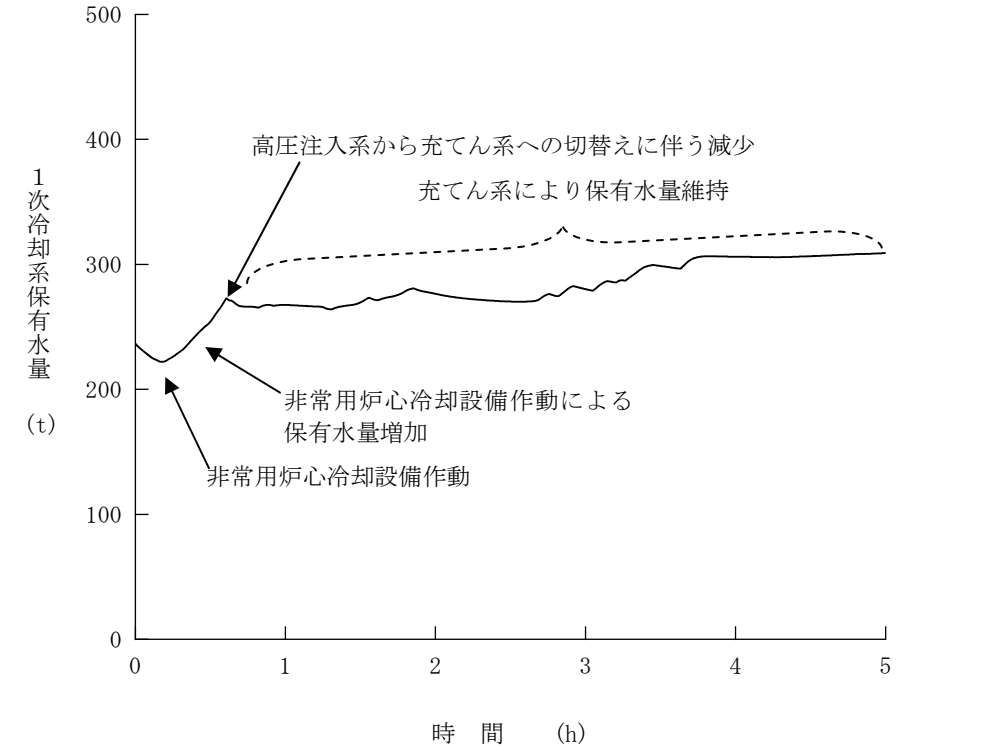
第7.1.8.25図　１次冷却系注水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



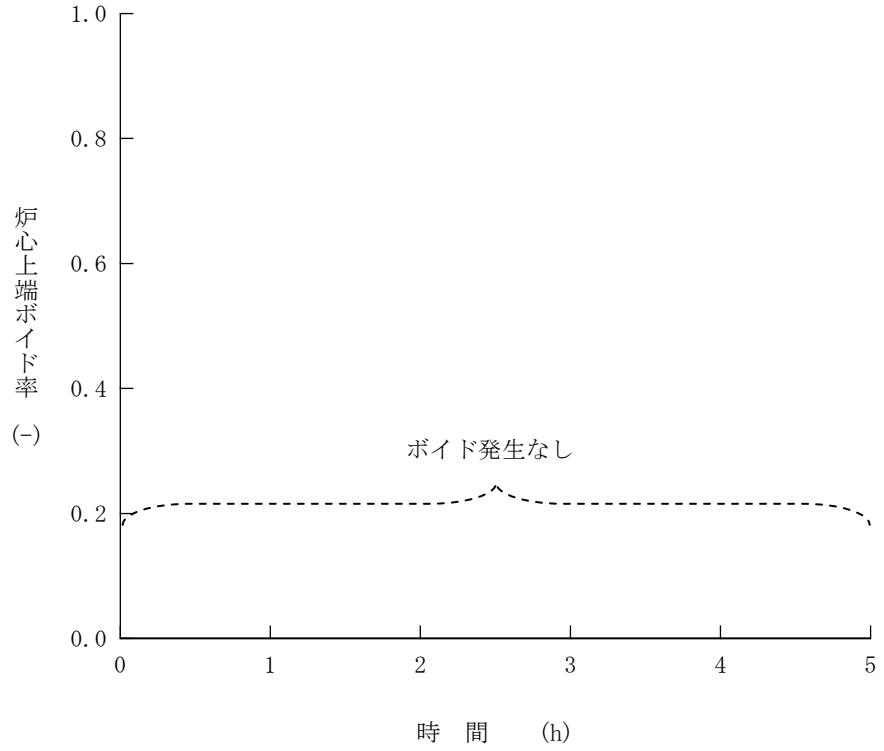
第7.1.8.26図　破断流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



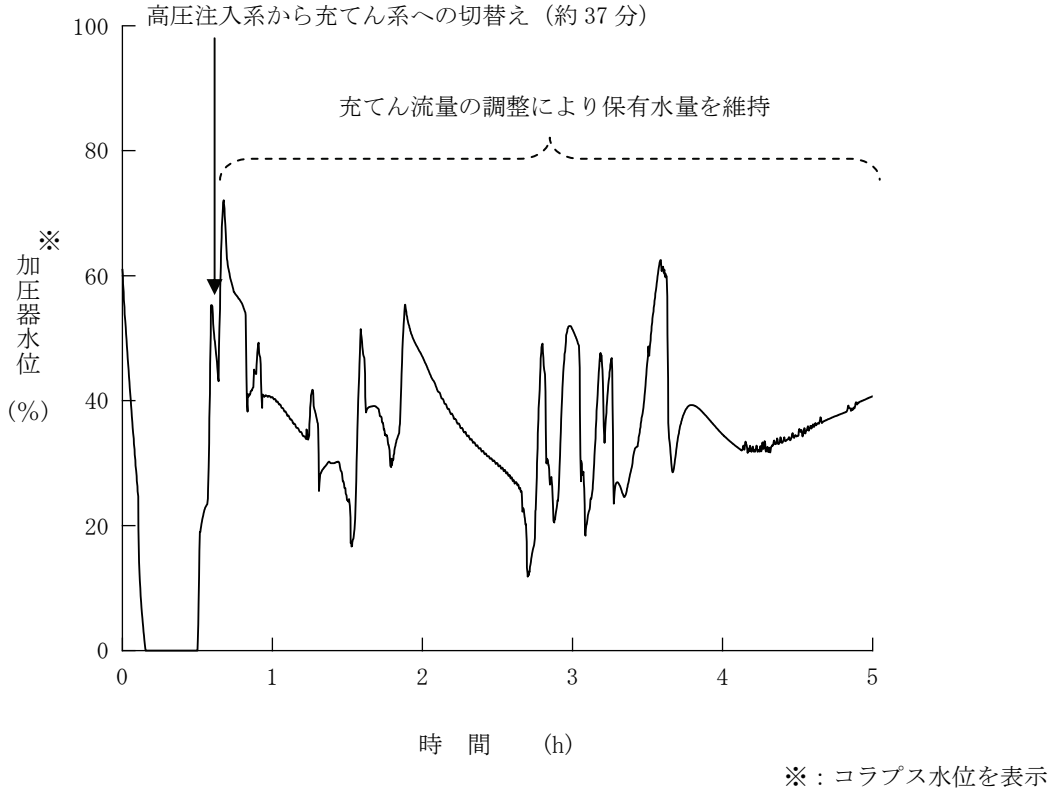
第7.1.8.27図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



第7.1.8.28図　１次冷却系保有水量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）

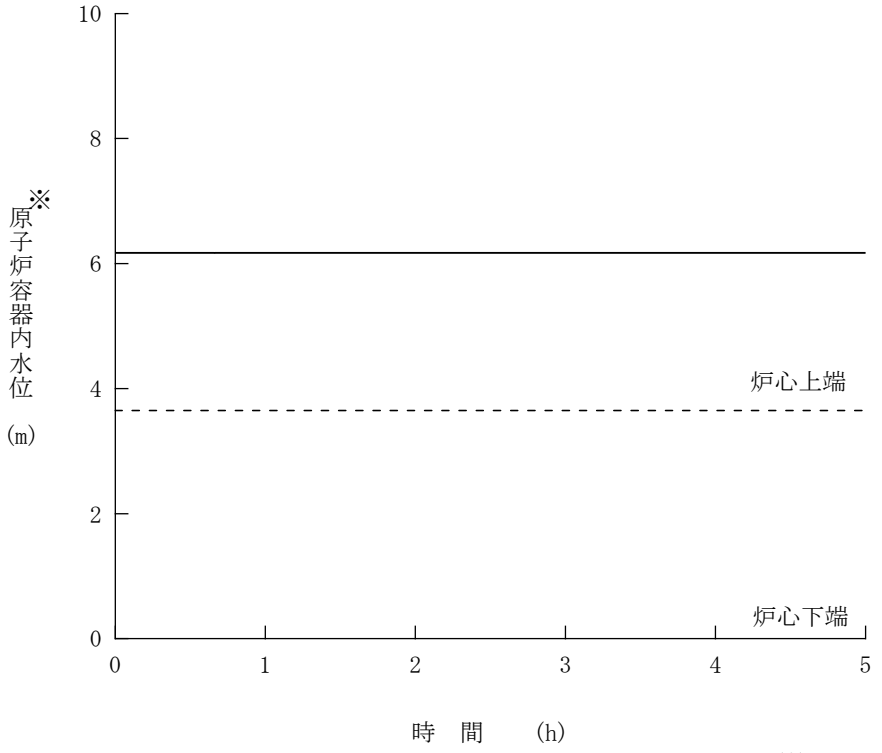


第7.1.8.29図　炉心上端ボイド率の推移
(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)



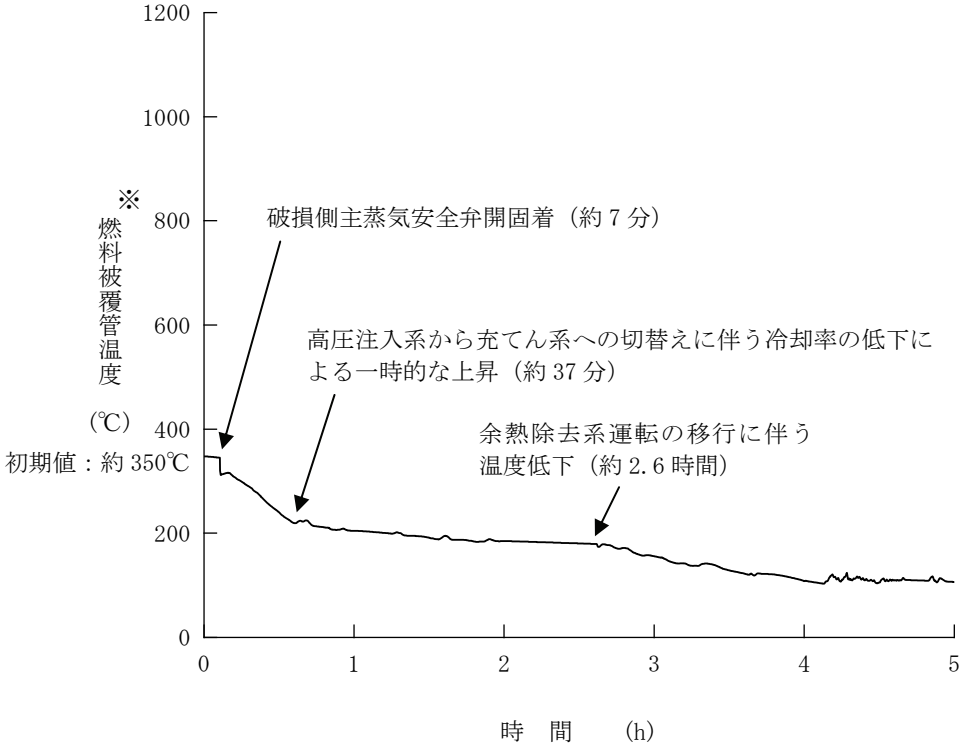
※：コラプス水位を表示

第7.1.8.30図　加圧器水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)



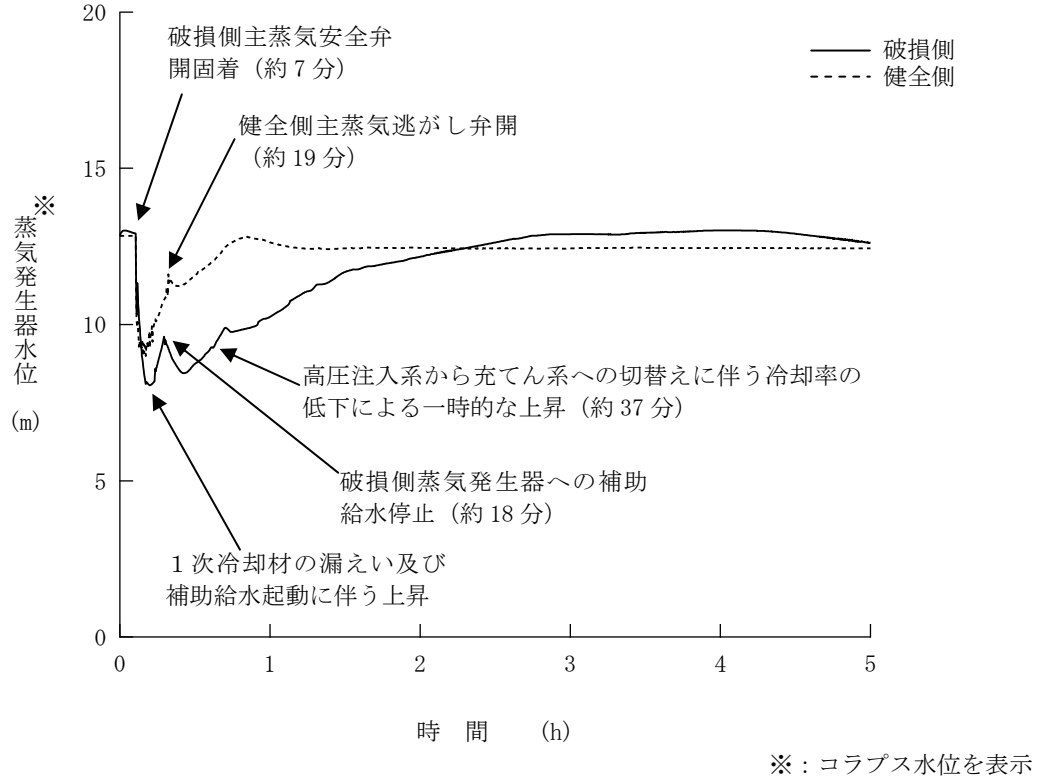
※：コラプス水位を表示

第7.1.8.31図　原子炉容器内水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）

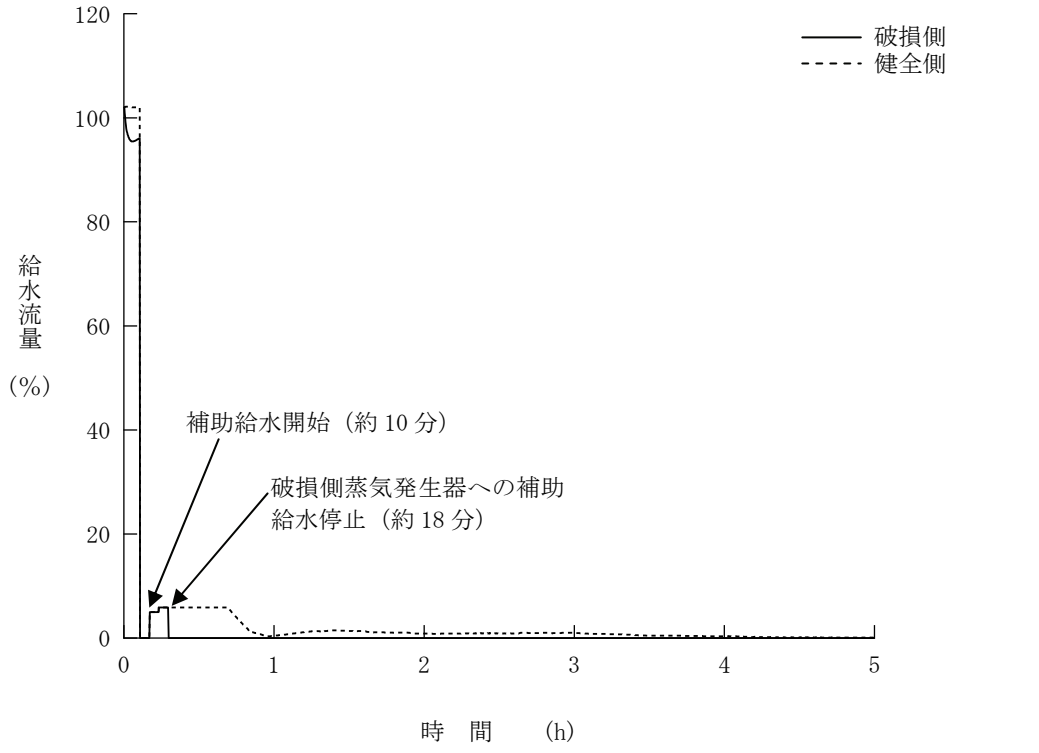


※：燃料被覆管温度は，炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す。

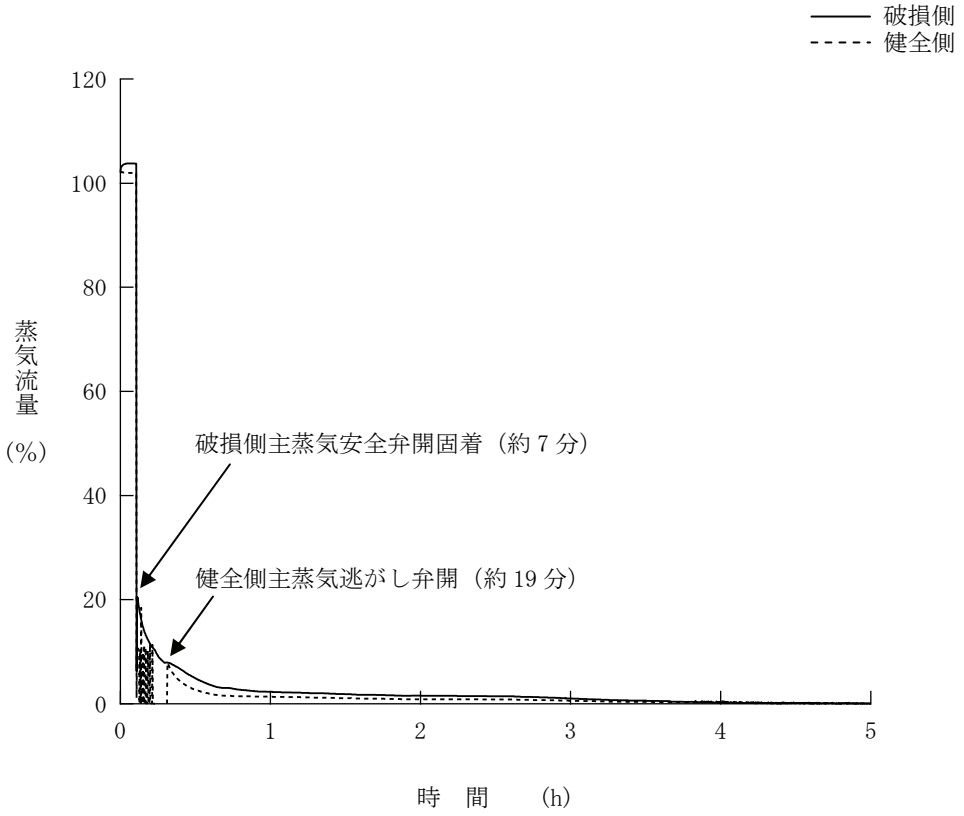
第7.1.8.32図　燃料被覆管温度の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



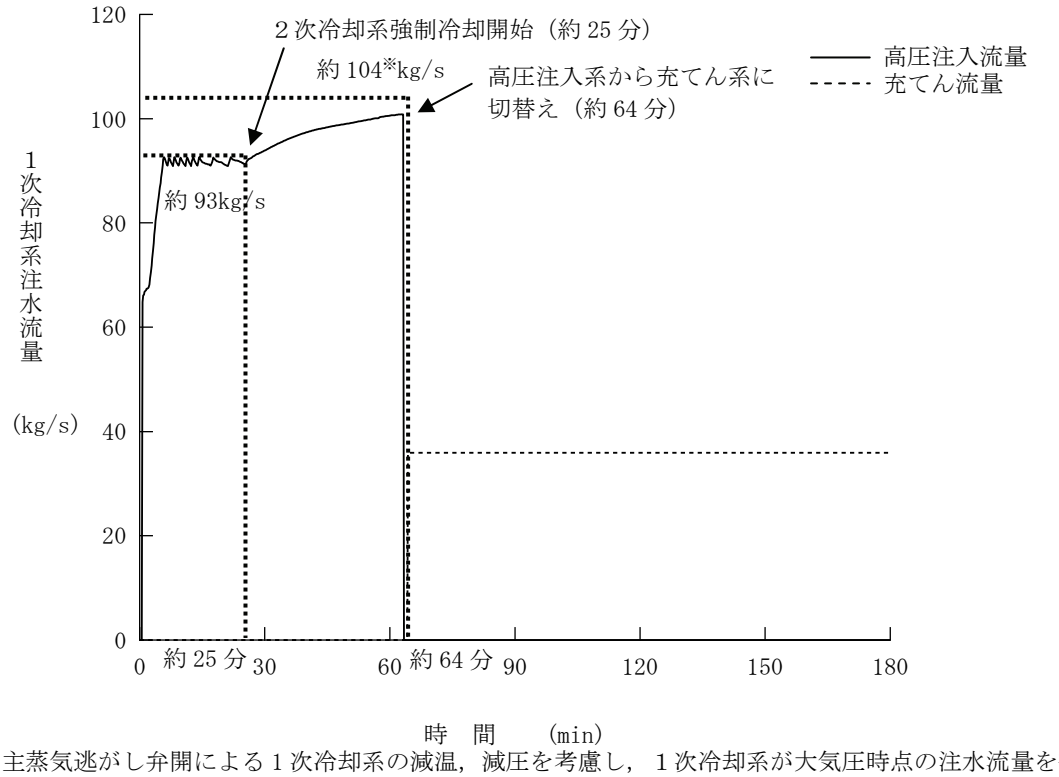
第7.1.8.33図　蒸気発生器水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



第7.1.8.34図　給水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）

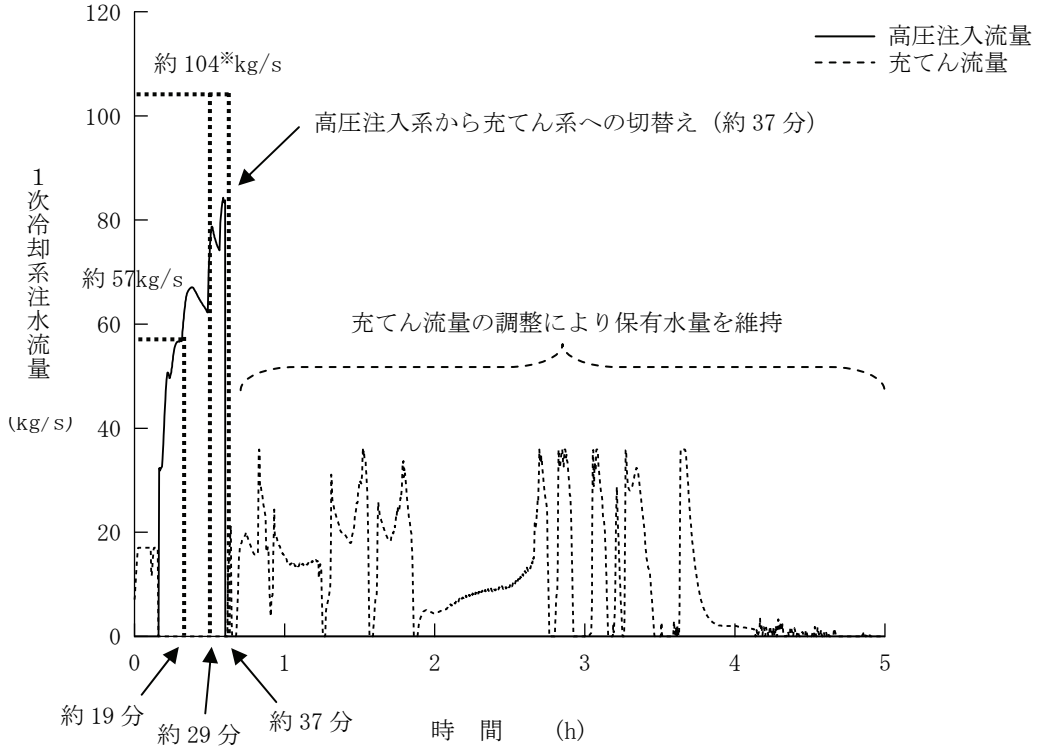


第7.1.8.35図　蒸気流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）



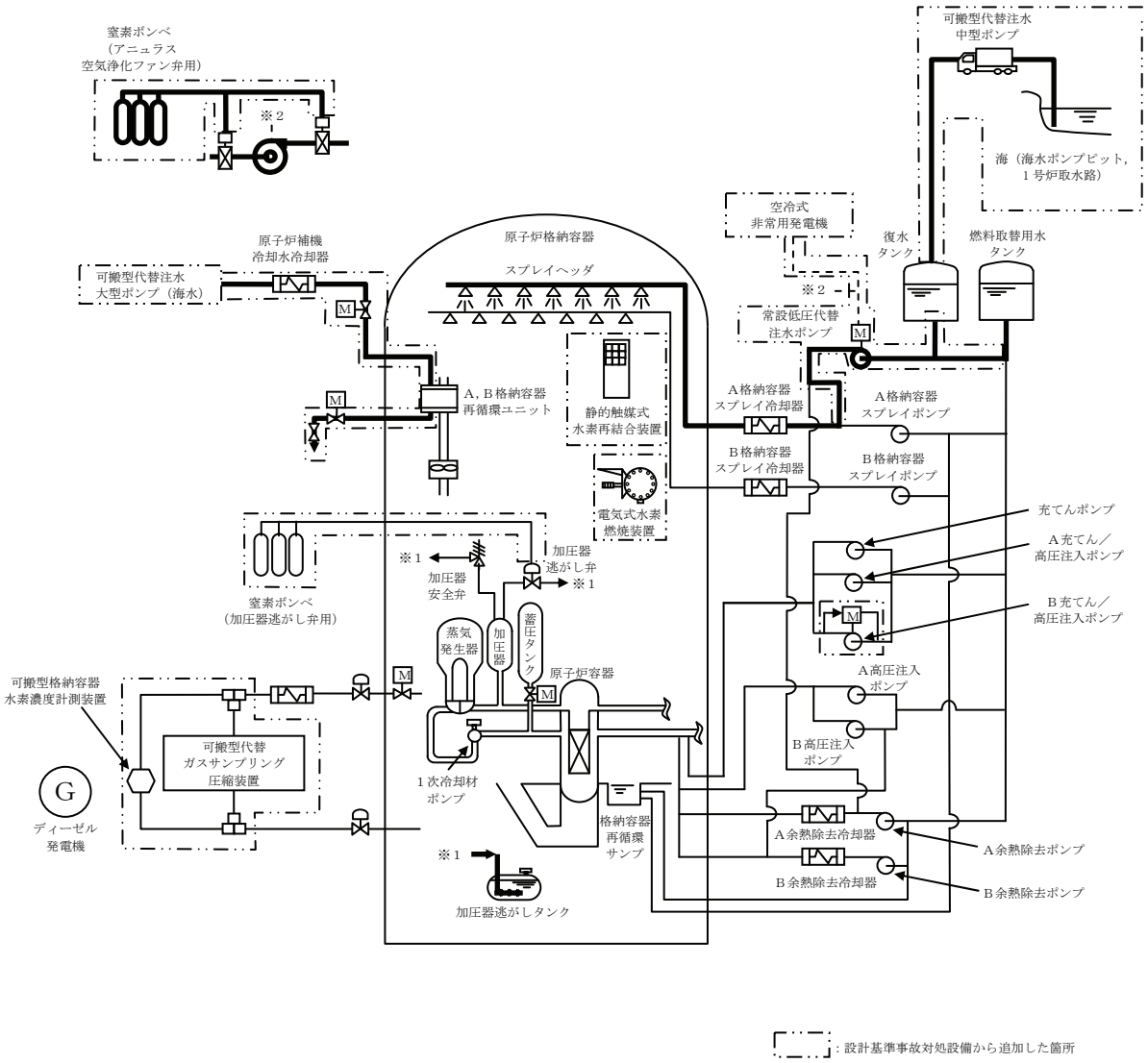
※：主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温，減圧を考慮し，1次冷却系が大気圧時点の注水流量を想定

第7.1.8.36図　1次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（操作時間余裕確認）

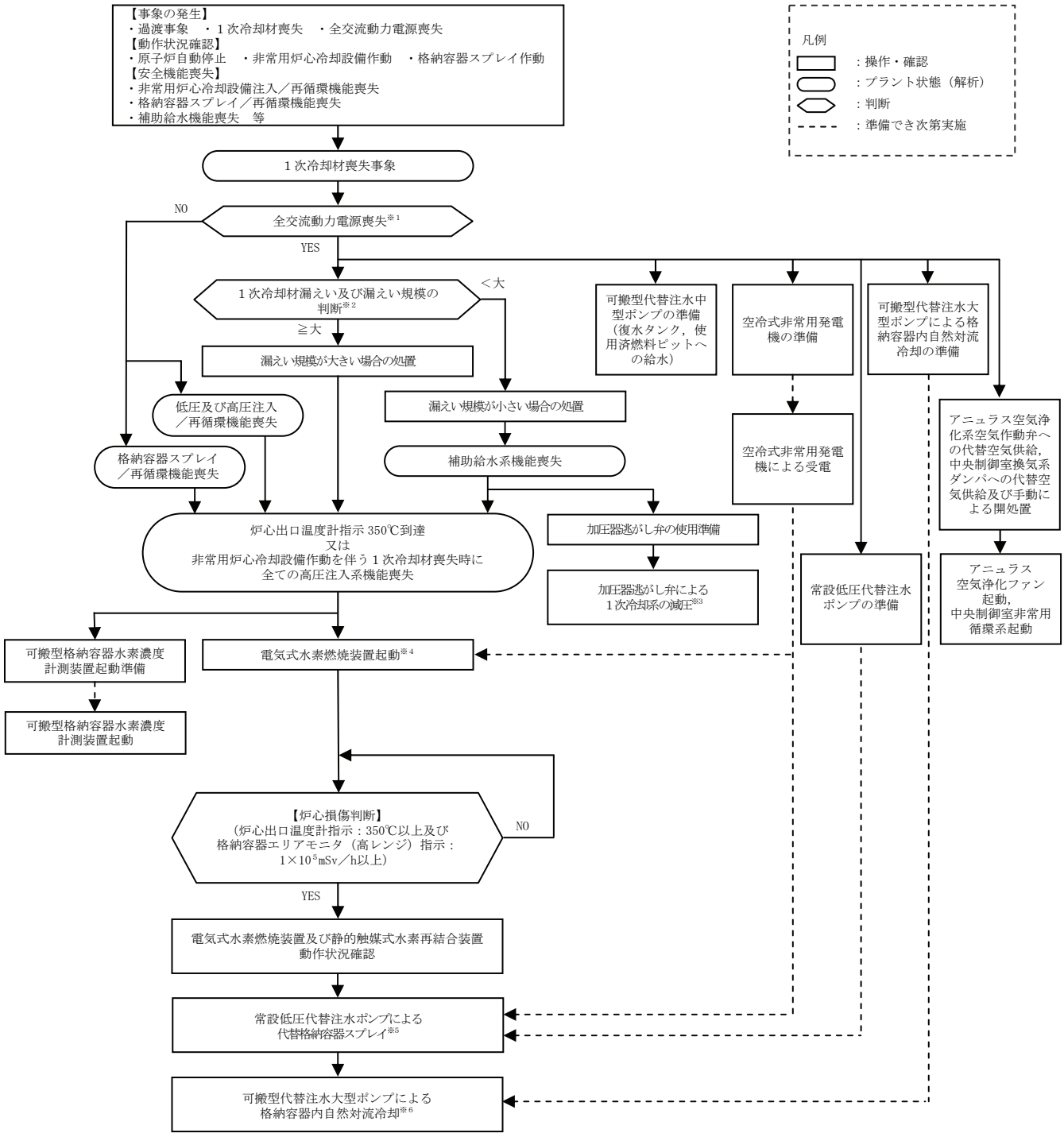


※：健全側主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温，減圧を考慮し，1次冷却系が大気圧時点の注水流量を想定

第7.1.8.37図　1次冷却系注水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（操作時間余裕確認）

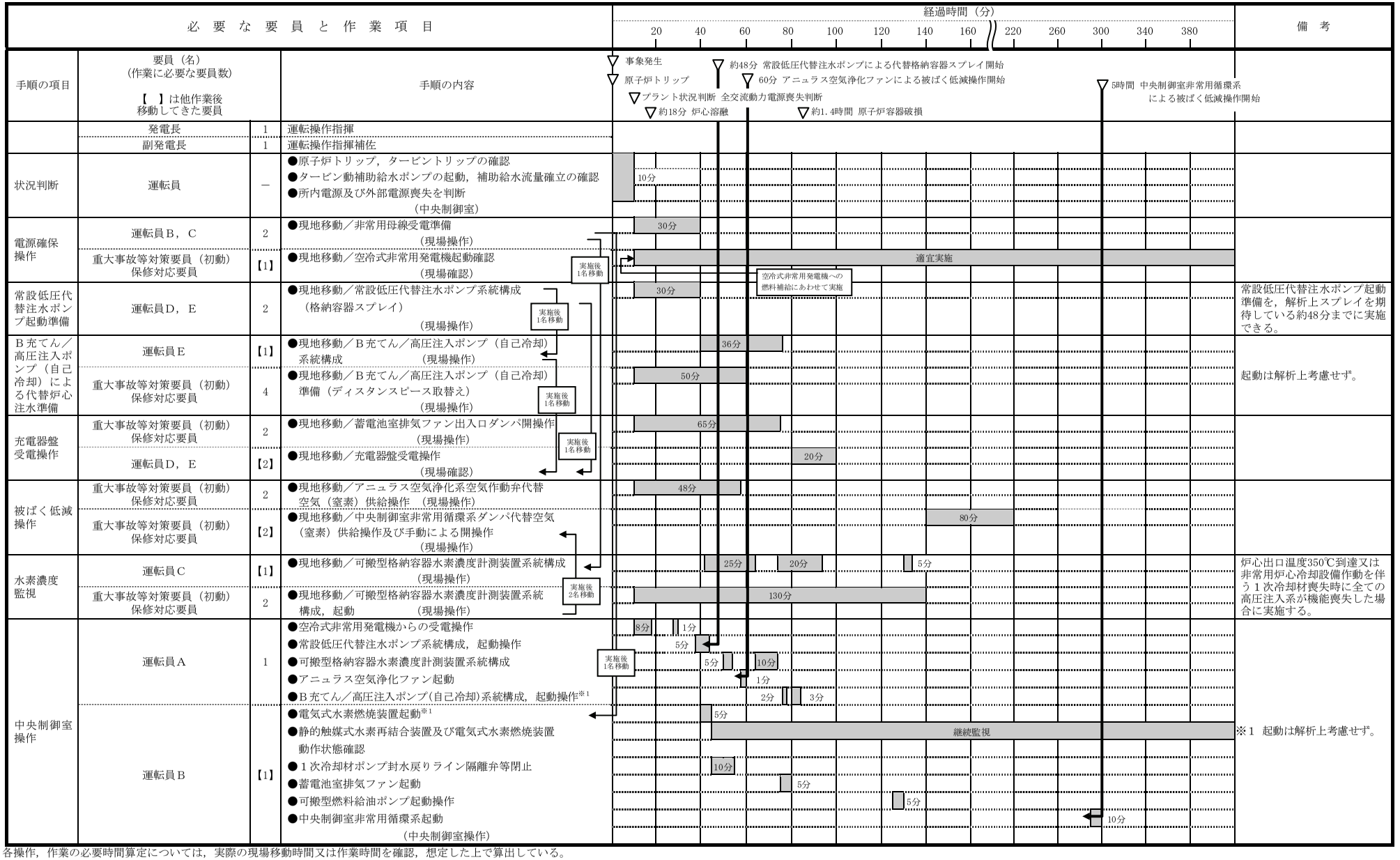


第 7.2.1.1.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の
重大事故等対策の概略系統図



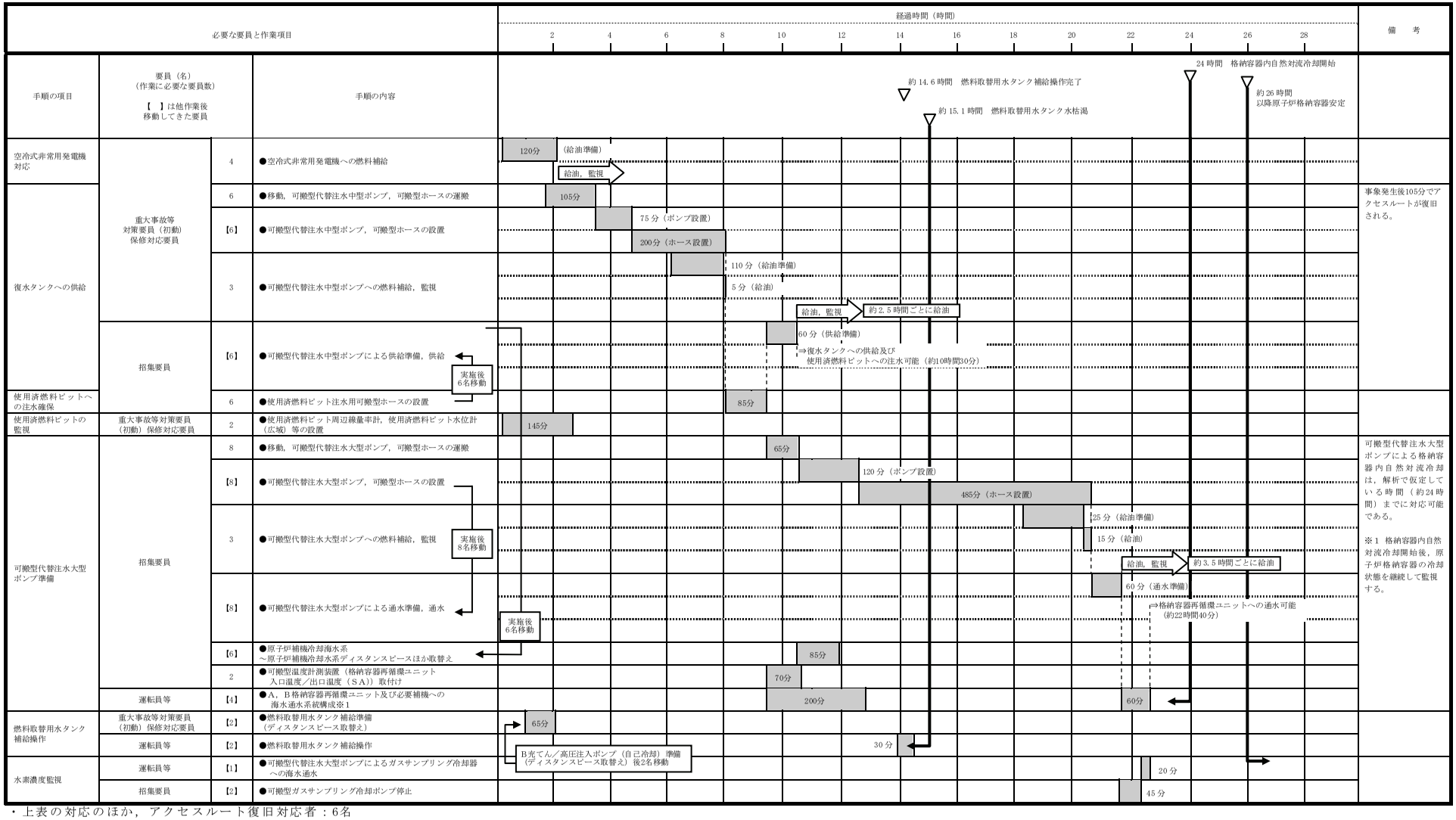
※１：判断項目
・外部電源が喪失し，全ての常用母線及び非常用母線への受電失敗により，電圧が 0V を確認する。
※２：漏えい及び漏えい規模は，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
・１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下（大規模な漏えい）
※３：炉心損傷判断後，１次冷却材圧力計指示が 2.0MPa［gage］以上の場合に実施する。
※４：全交流動力電源喪失時は，代替電源受電後に起動する。
※５：電源が確保され，常設低圧代替注水ポンプ起動準備が整い，炉心損傷を判断すれば代替格納容器スプレイを実施する。
※６：原子炉補機冷却水系が使用可能な場合は，原子炉補機冷却水系による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器雰囲気を除熱する。

第 7.2.1.1.2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要
（格納容器破損モード）



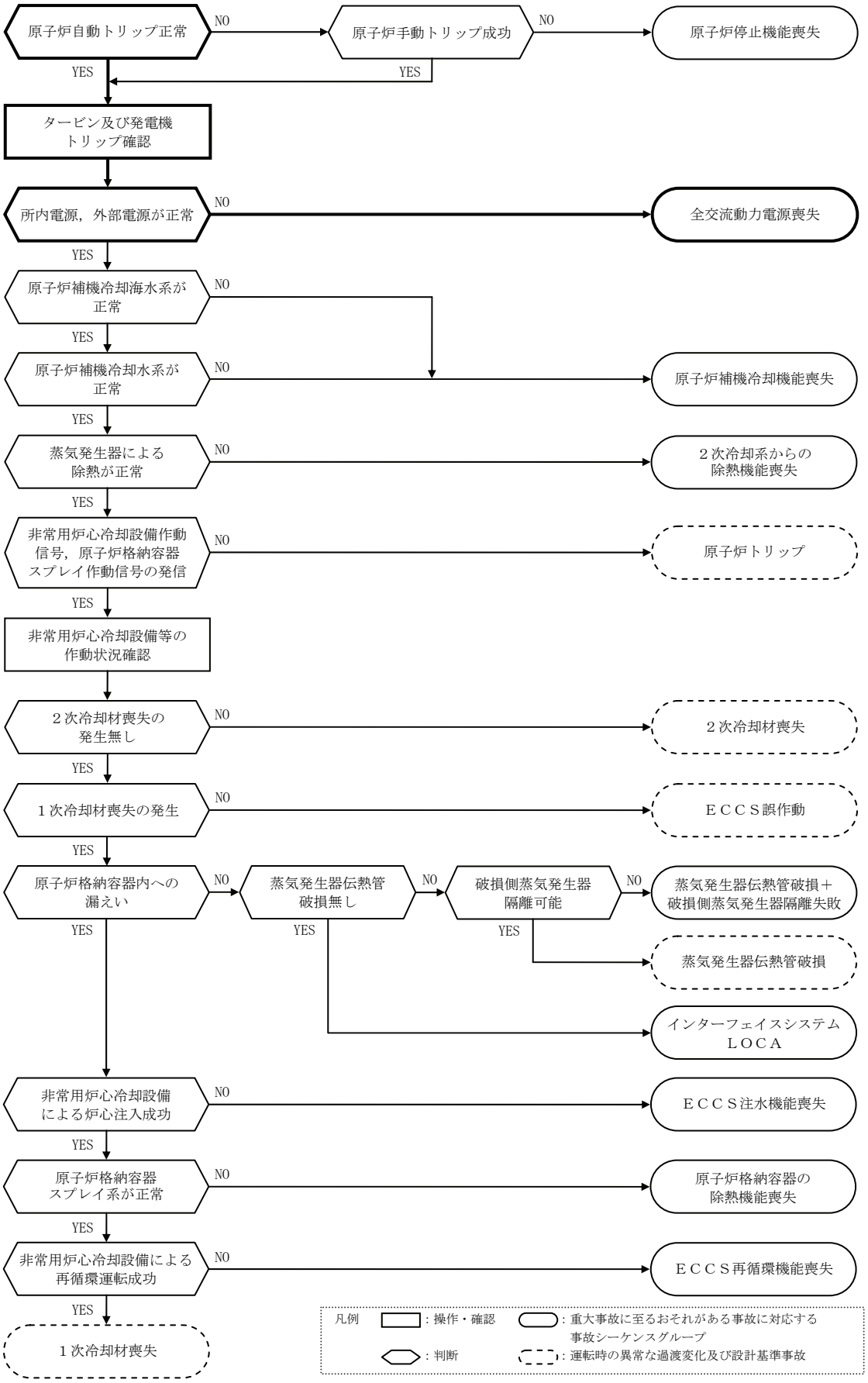
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.2.1.1.3図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（1／2）

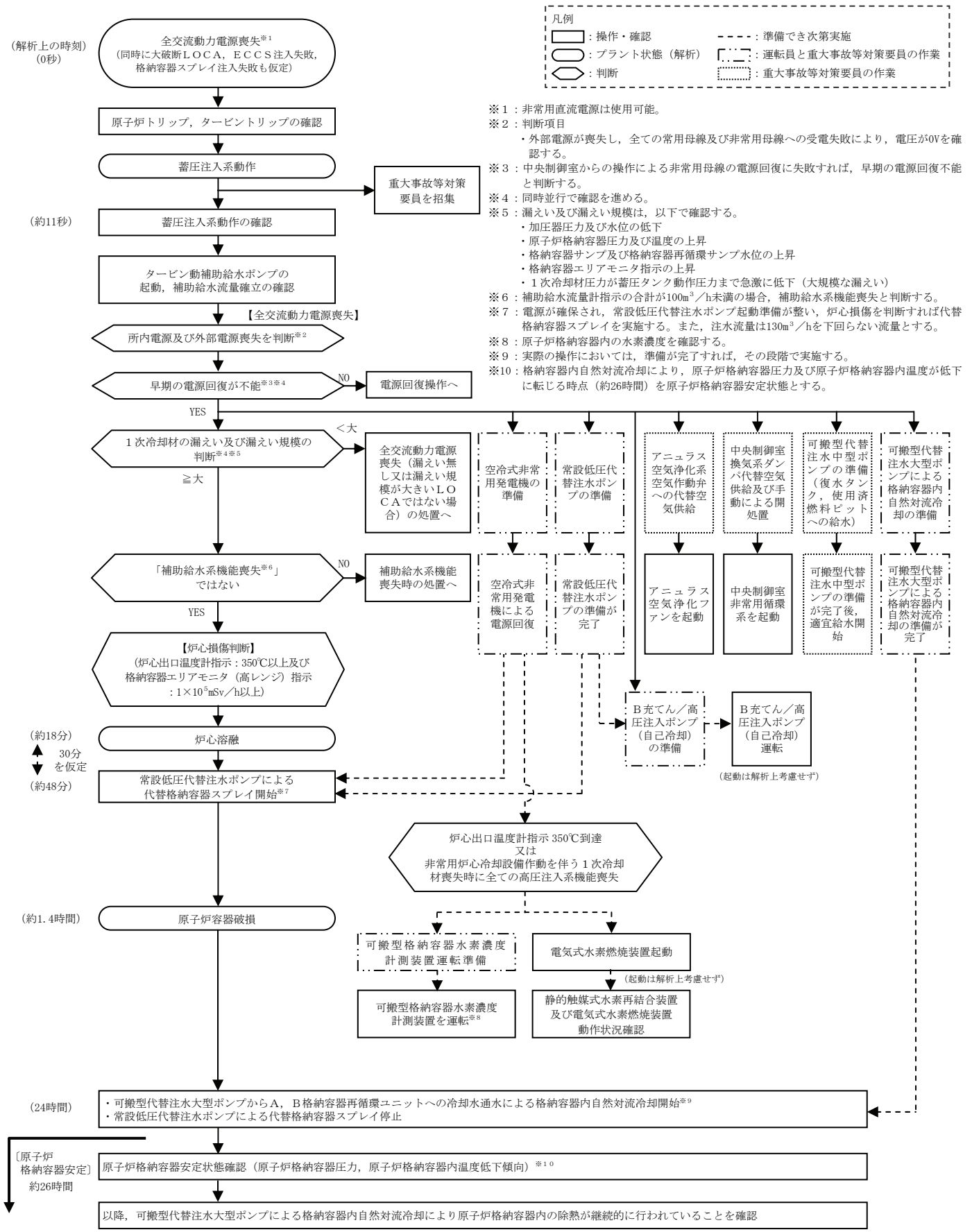


・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・可搬型代替注水大型ポンプ準備：ホース接続口及び取水源の組合せのうち，最も時間を要するケースを記載。

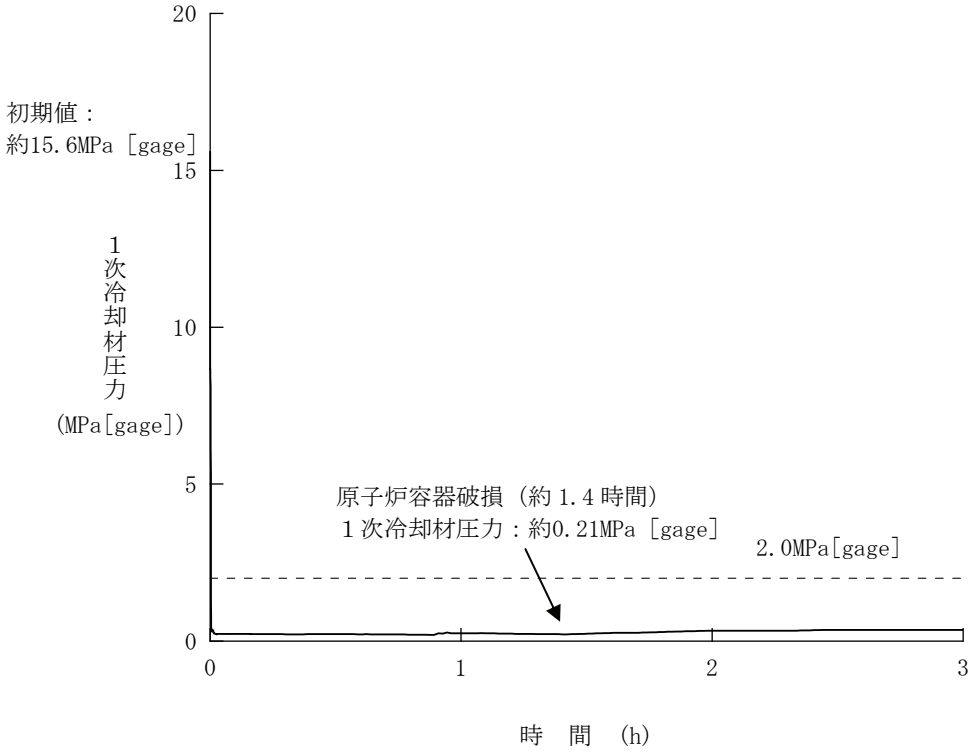
第 7.2.1.1.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2／2）



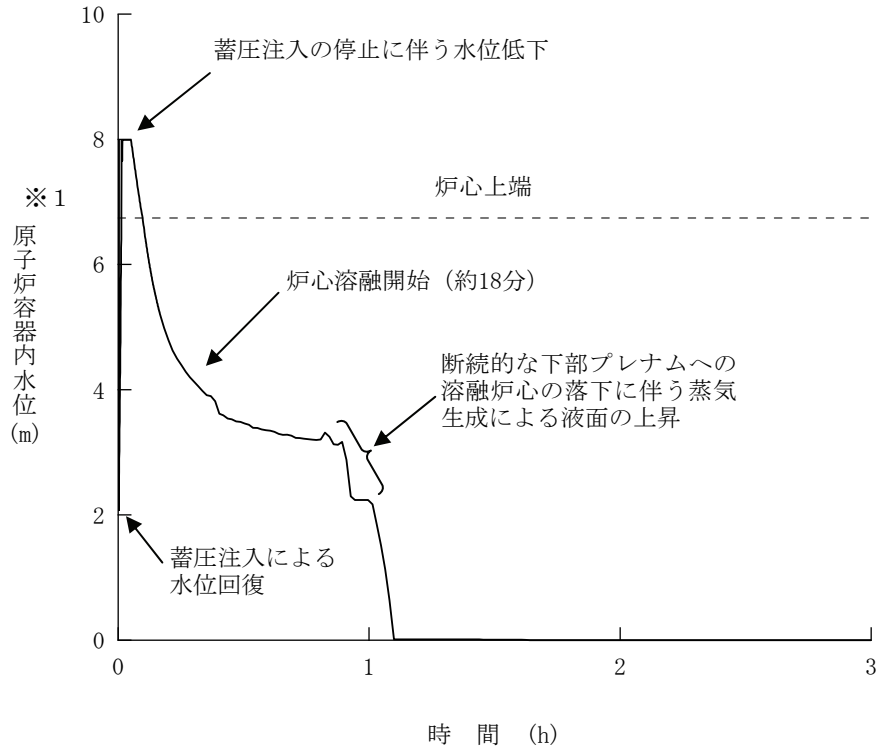
第 7.2.1.1.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（事象判別プロセス）（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）



第 7.2.1.1.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）

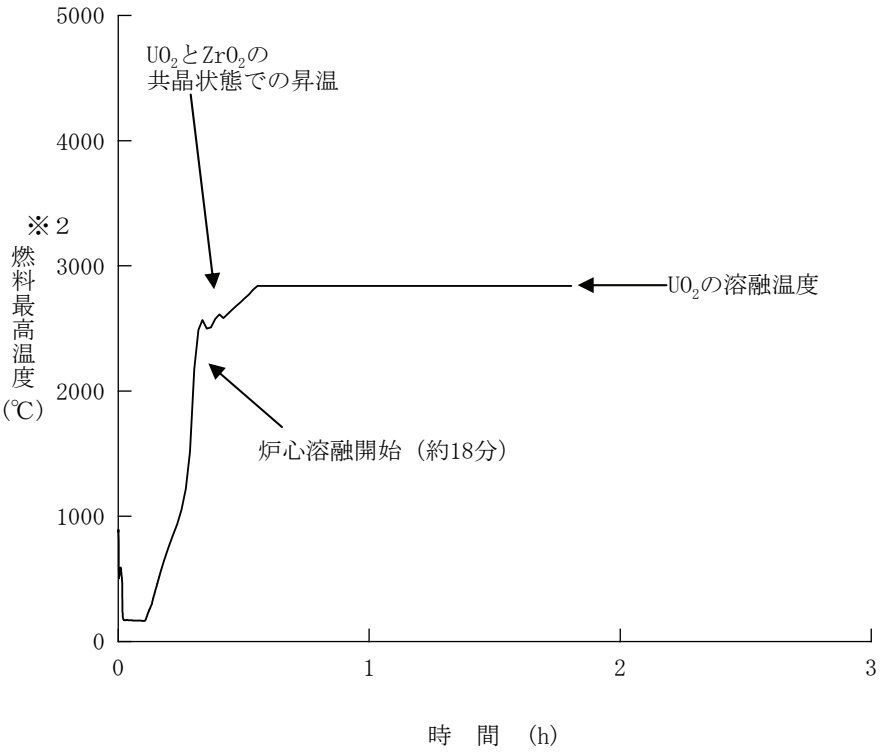


第 7.2.1.1.6 図　１次冷却材圧力の推移



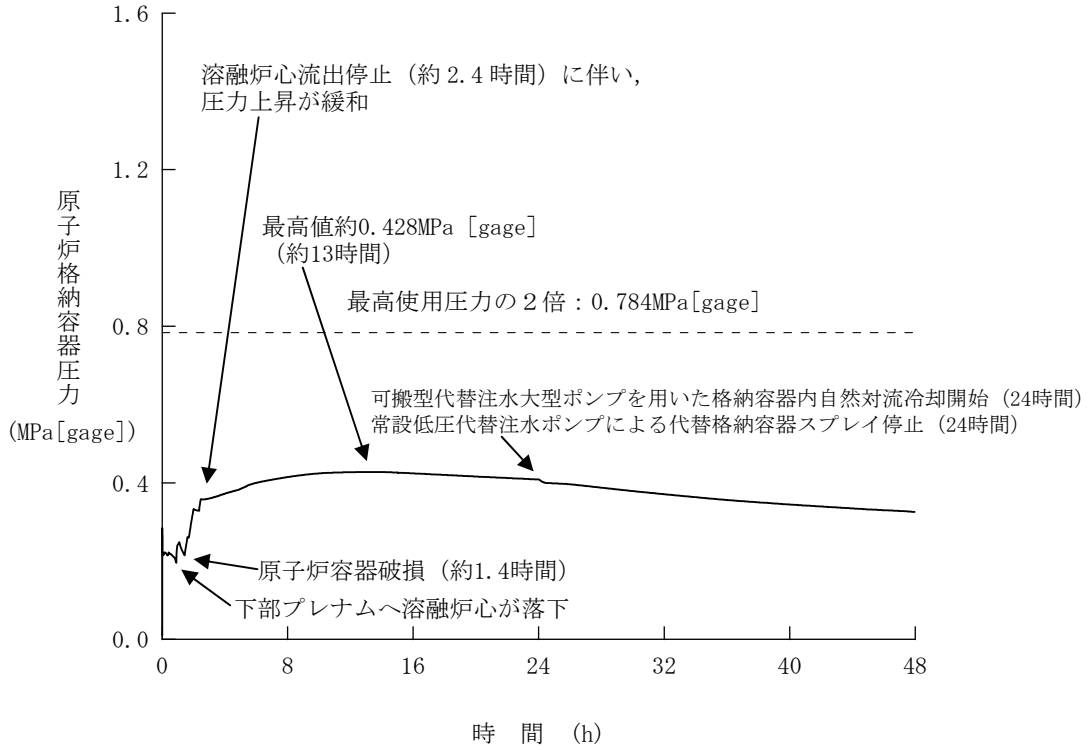
※１：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.7 図　原子炉容器内水位の推移

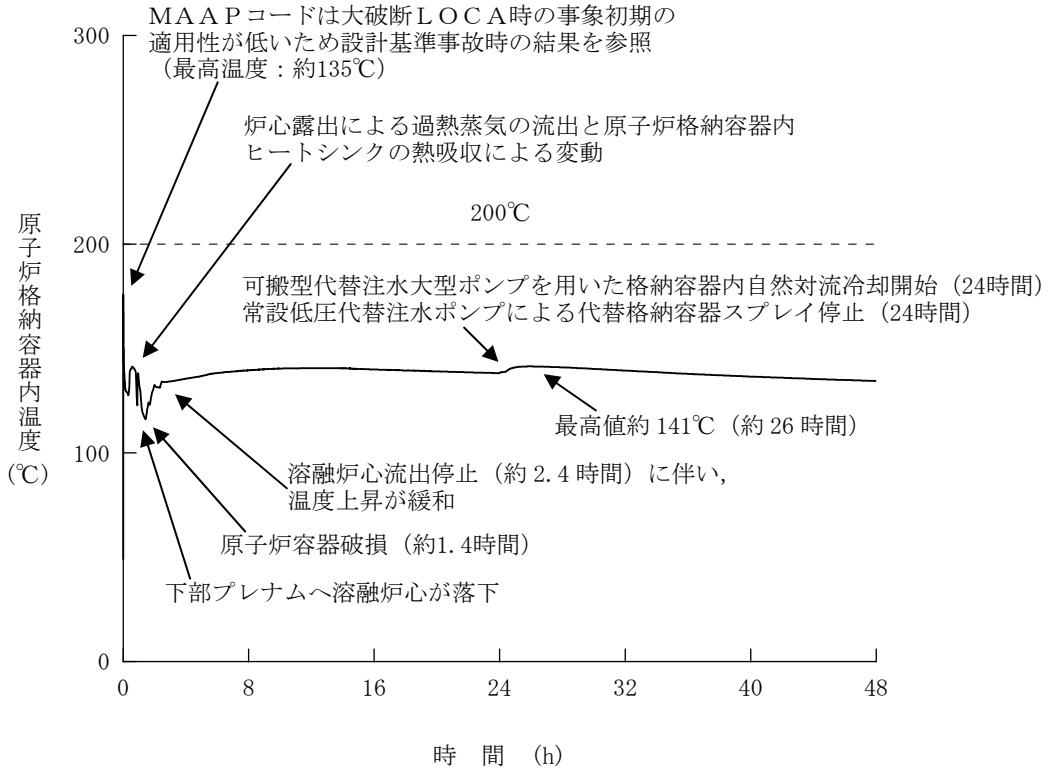


※２：炉心ノードにおける最高の燃料温度

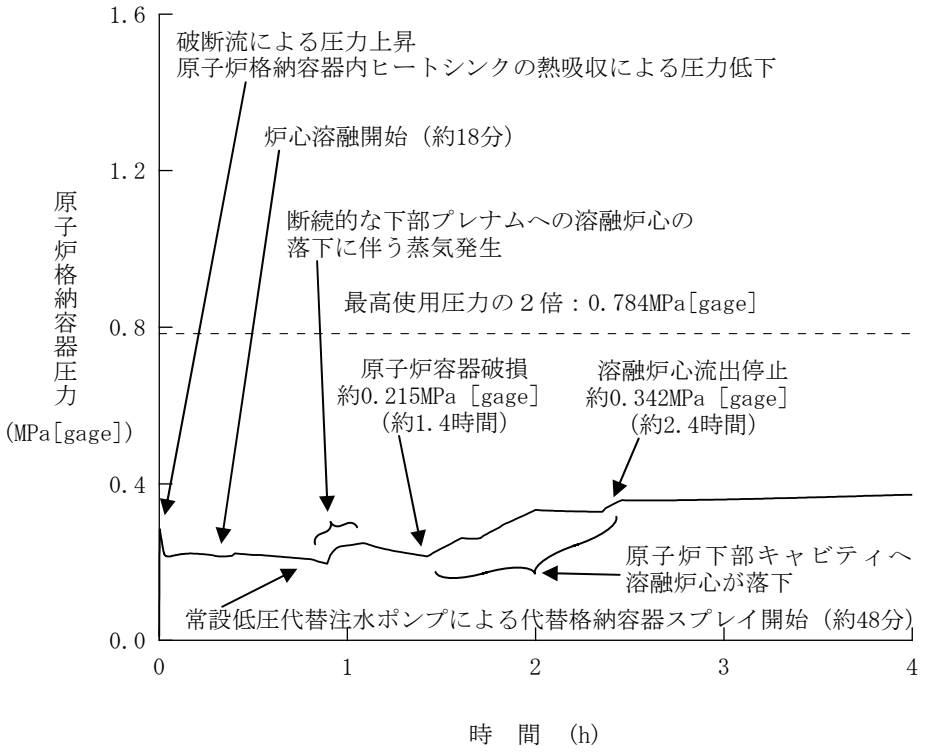
第 7.2.1.1.8 図　燃料最高温度の推移



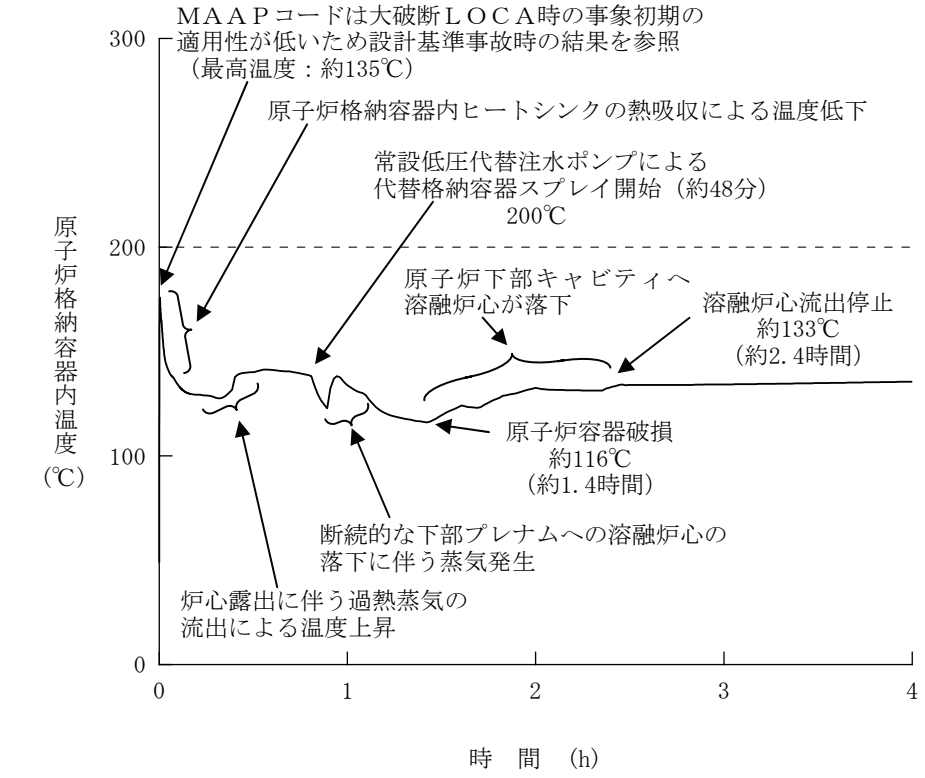
第 7.2.1.1.9 図　原子炉格納容器圧力の推移



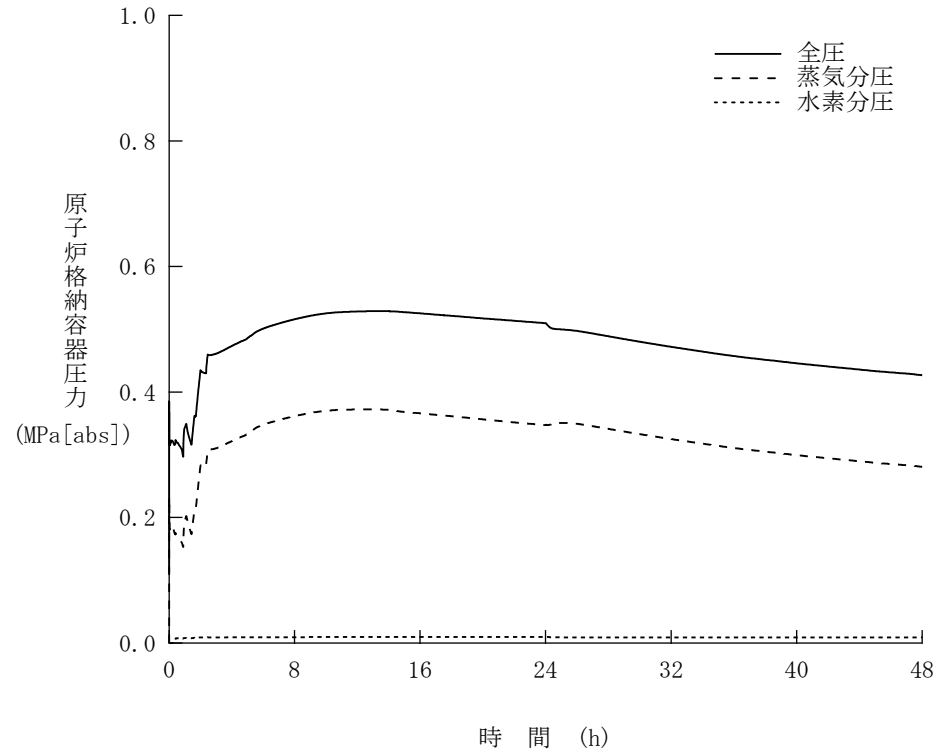
第 7.2.1.1.10 図　原子炉格納容器内温度の推移



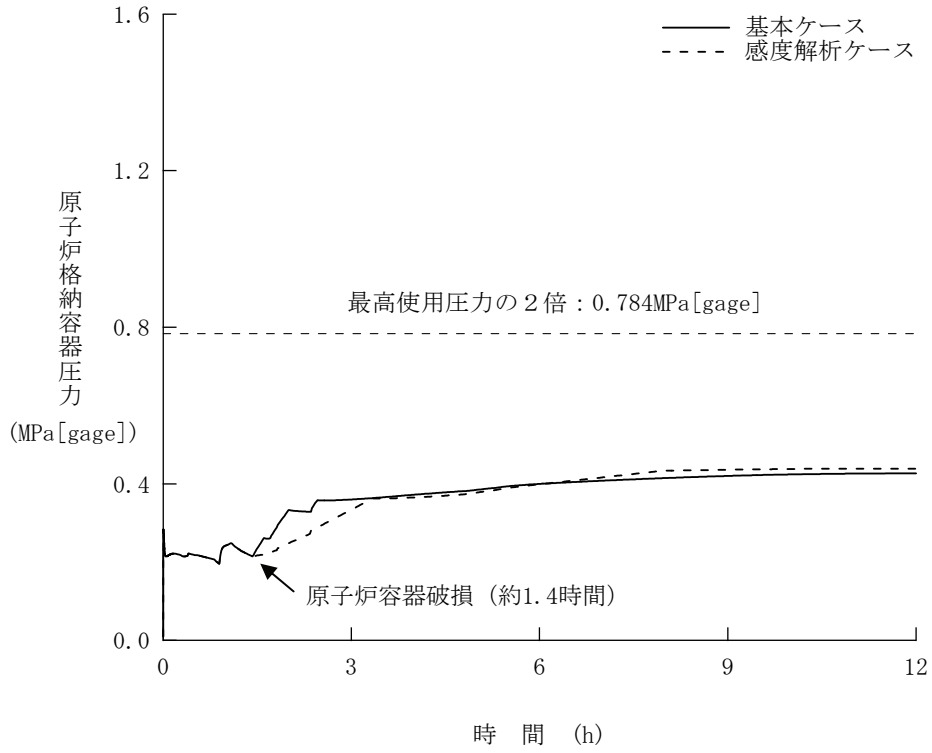
第 7.2.1.1.11 図　原子炉格納容器圧力の推移（～4 時間）



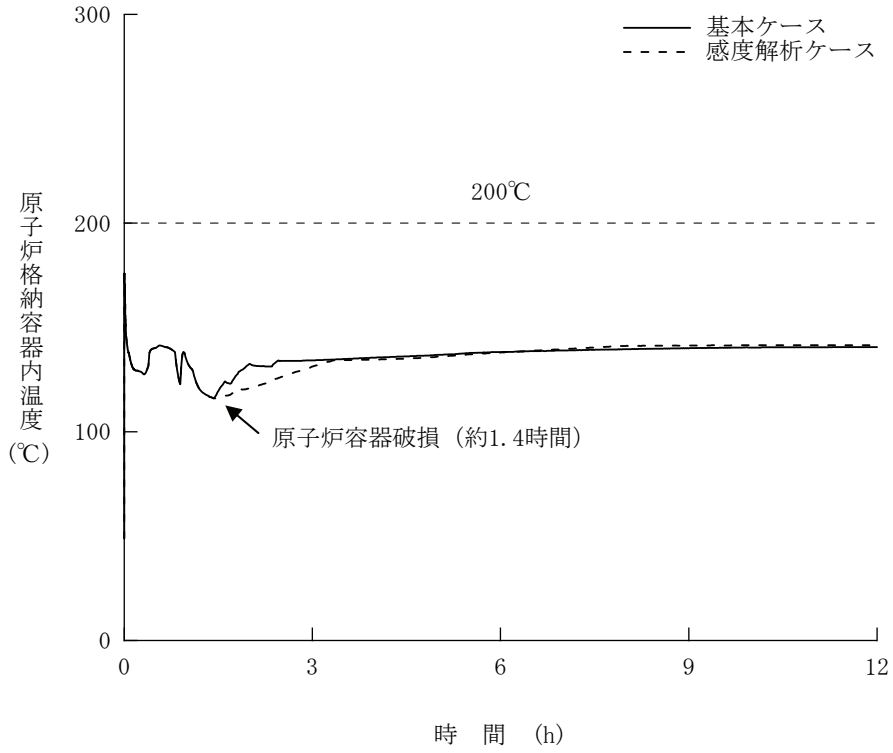
第 7.2.1.1.12 図　原子炉格納容器内温度の推移（～4 時間）



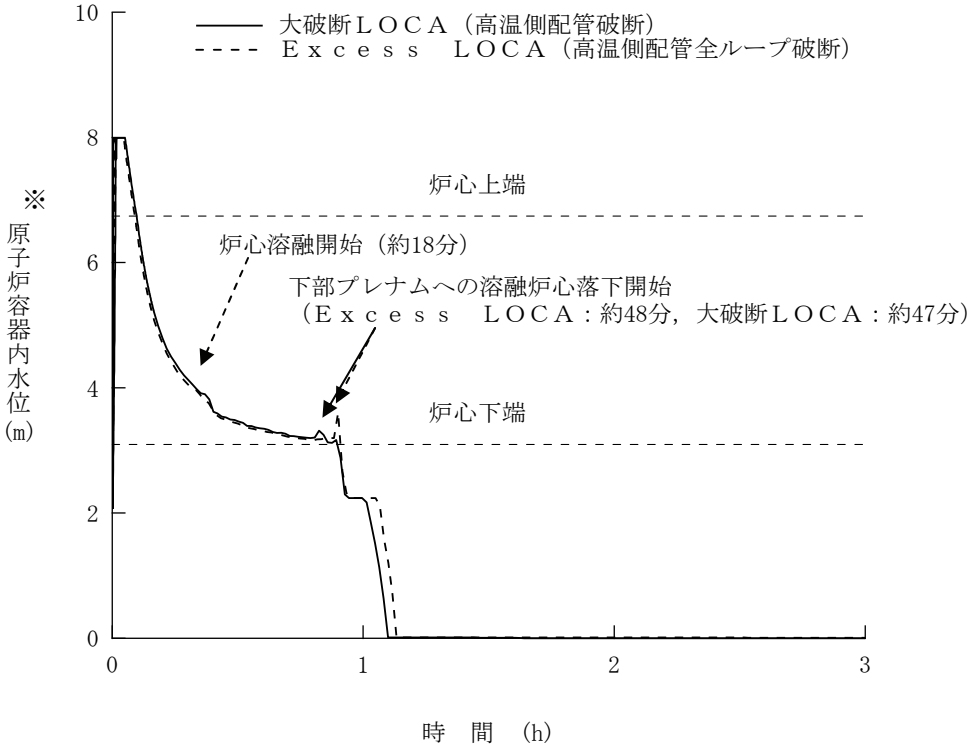
第 7.2.1.1.13 図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移



第 7.2.1.1.14 図　原子炉格納容器圧力の推移
（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

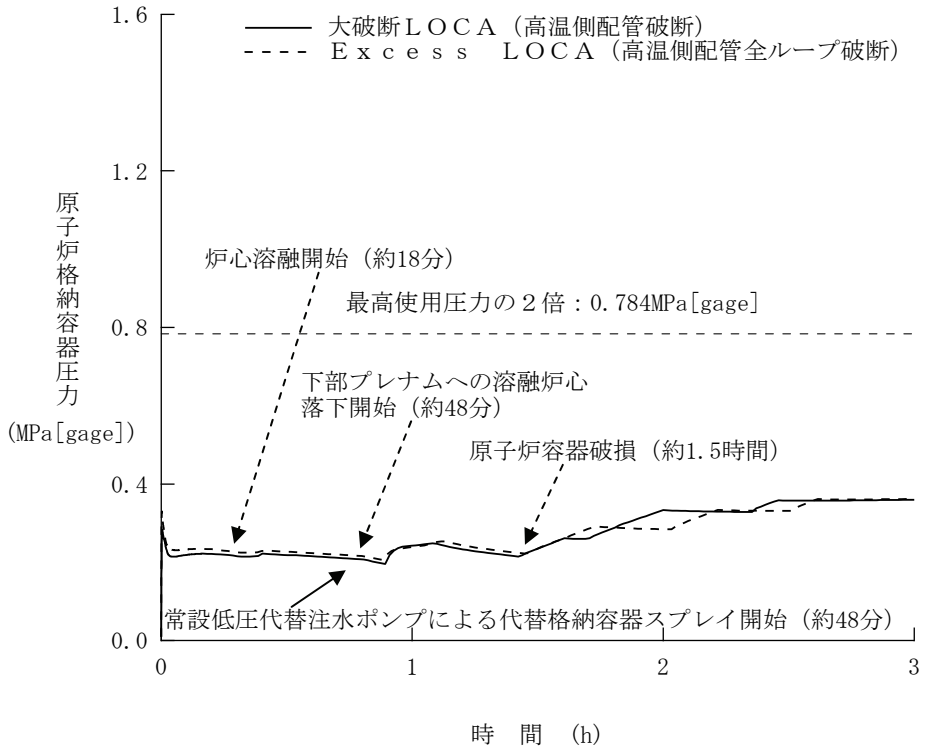


第 7.2.1.1.15 図　原子炉格納容器内温度の推移
（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

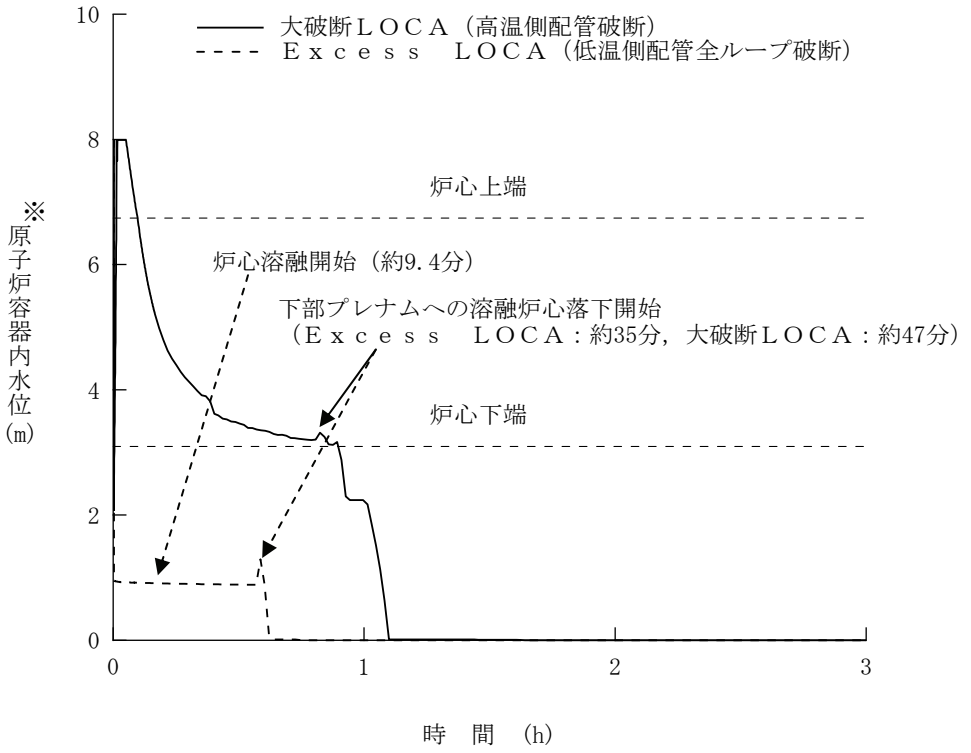


※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.16 図　原子炉容器内水位の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

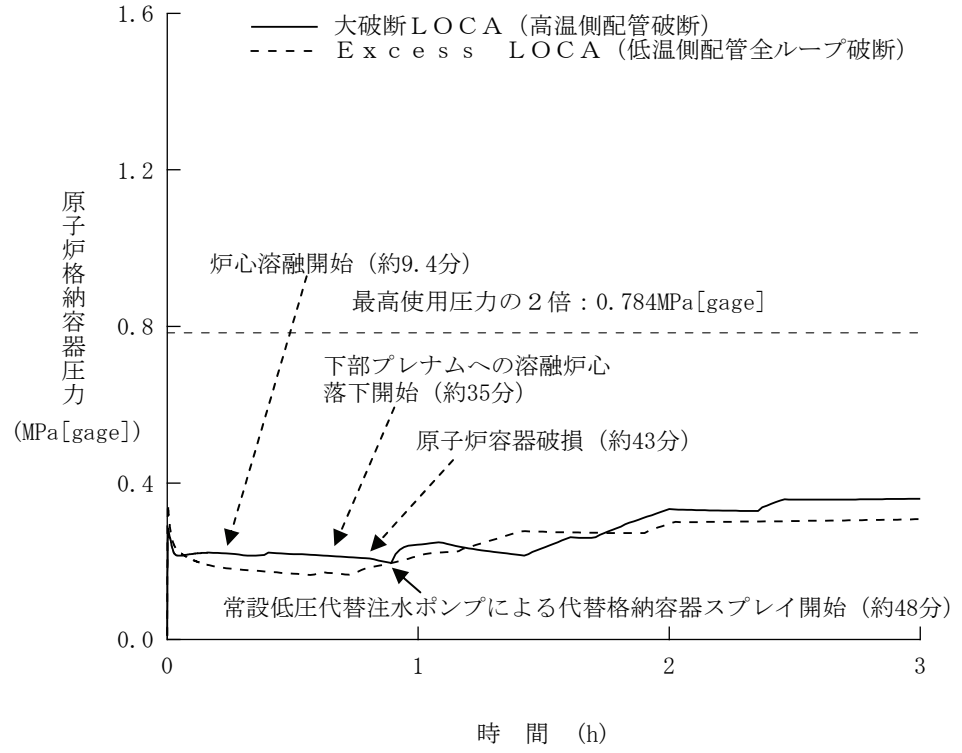


第 7.2.1.1.17 図　原子炉格納容器圧力の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

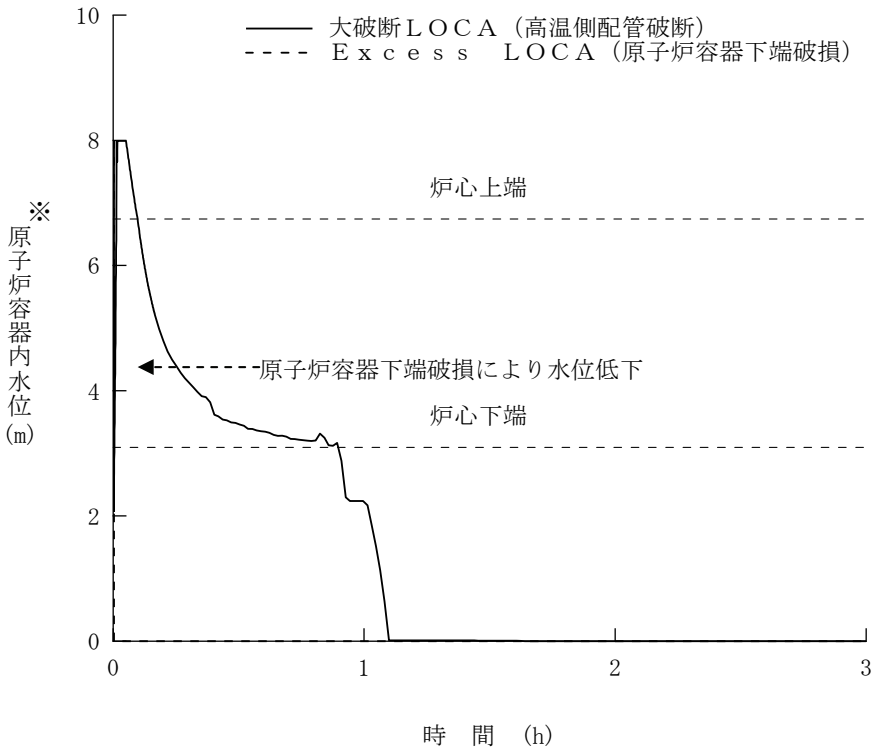


※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.18 図　原子炉容器内水位の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

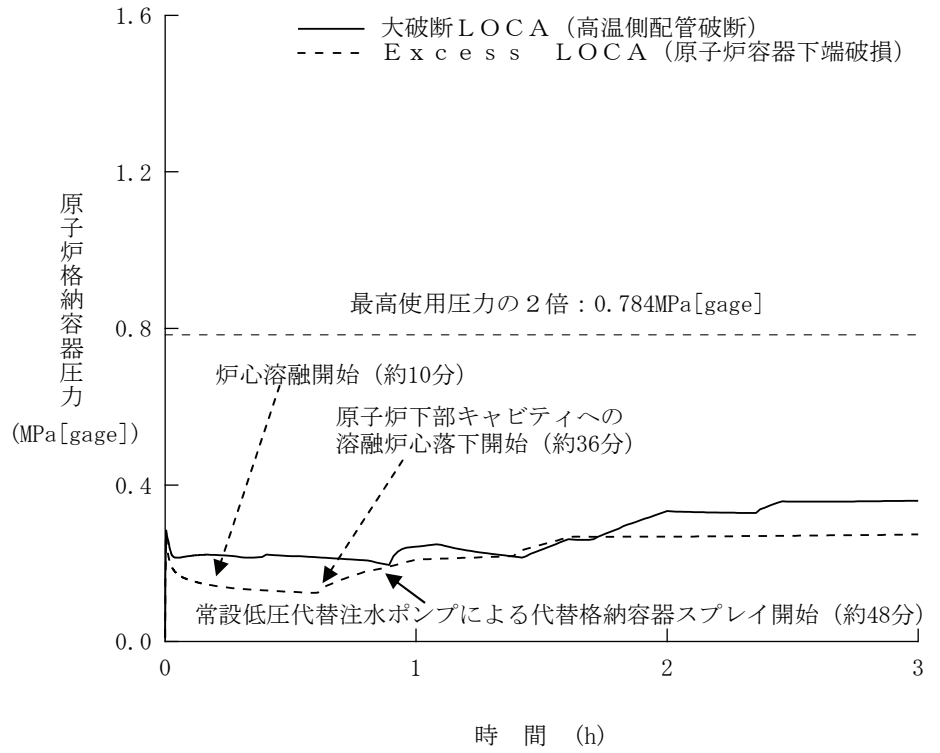


第 7.2.1.1.19 図　原子炉格納容器圧力の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

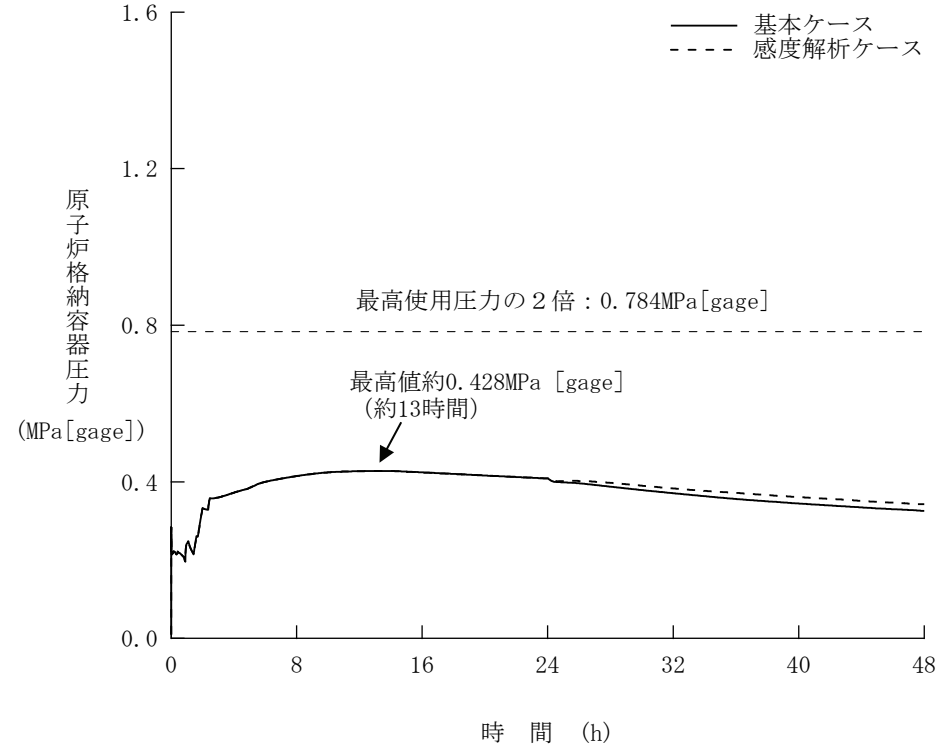


※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

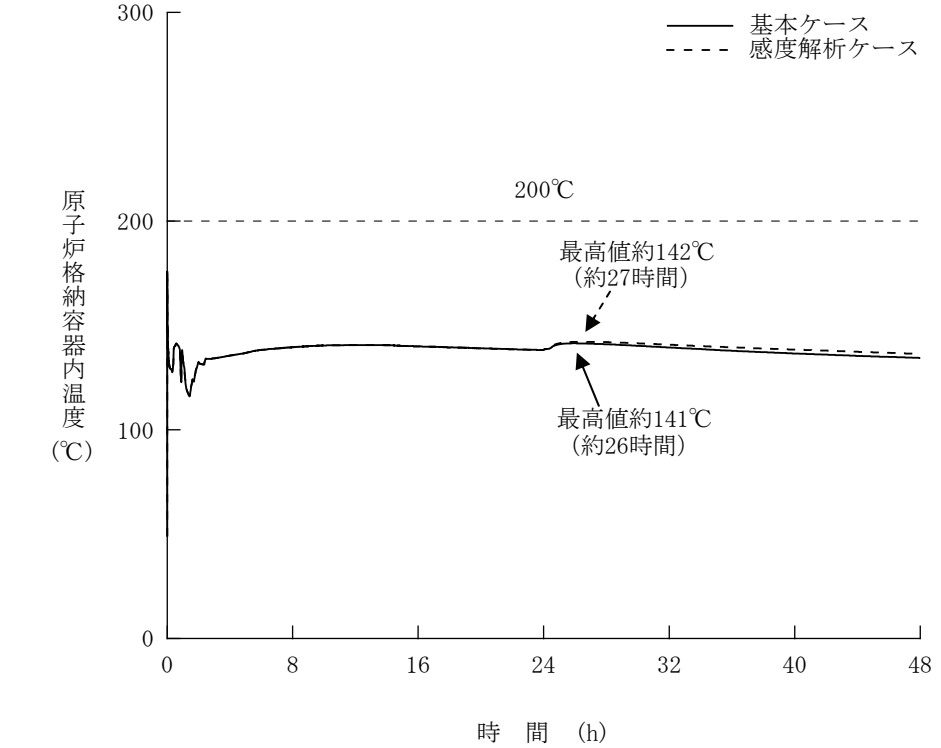
第 7.2.1.1.20 図　原子炉容器内水位の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



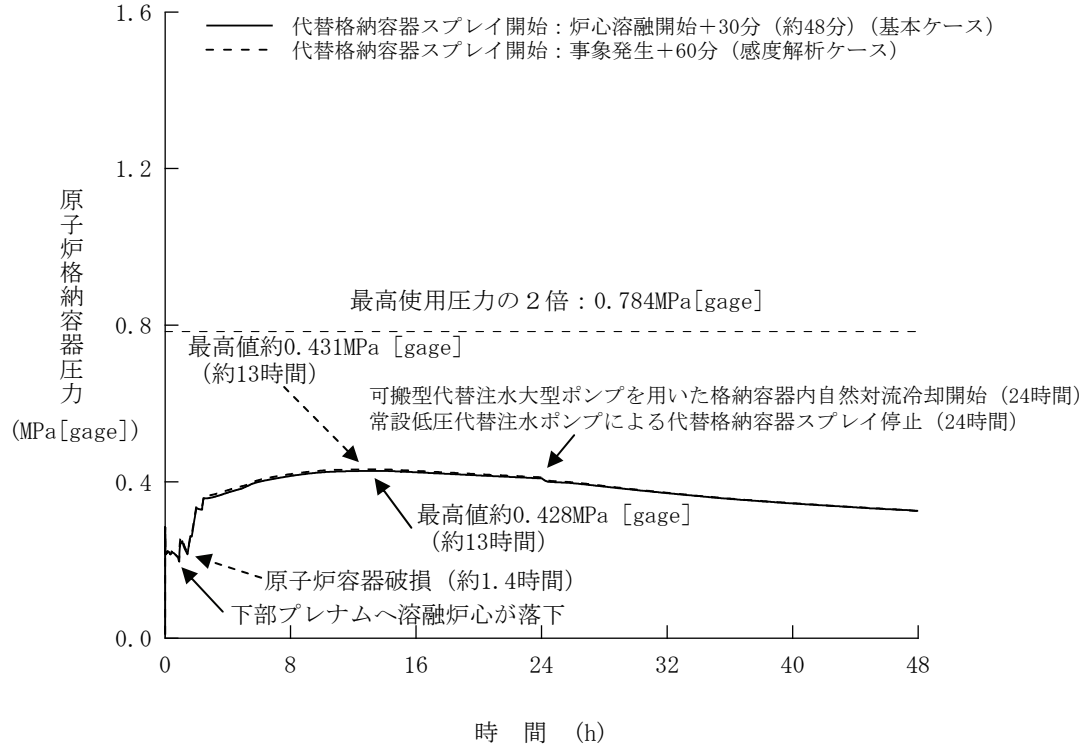
第 7.2.1.1.21 図　原子炉格納容器圧力の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



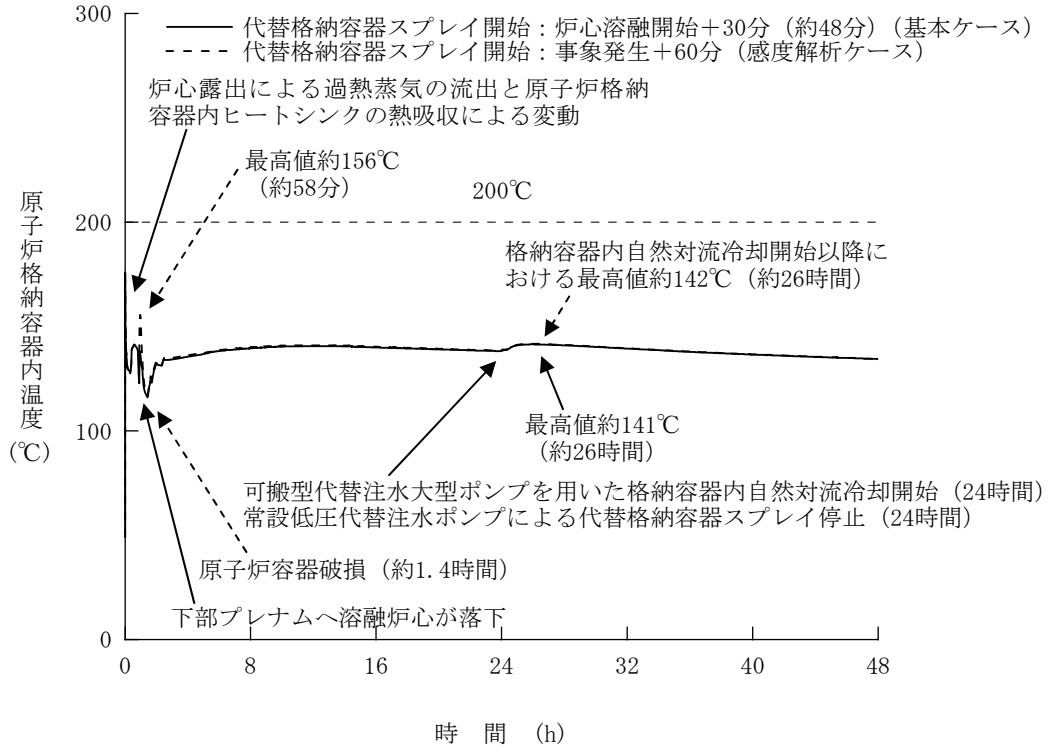
第 7.2.1.1.22 図　原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)
(ドライ換算 13vol%水素が存在する場合)



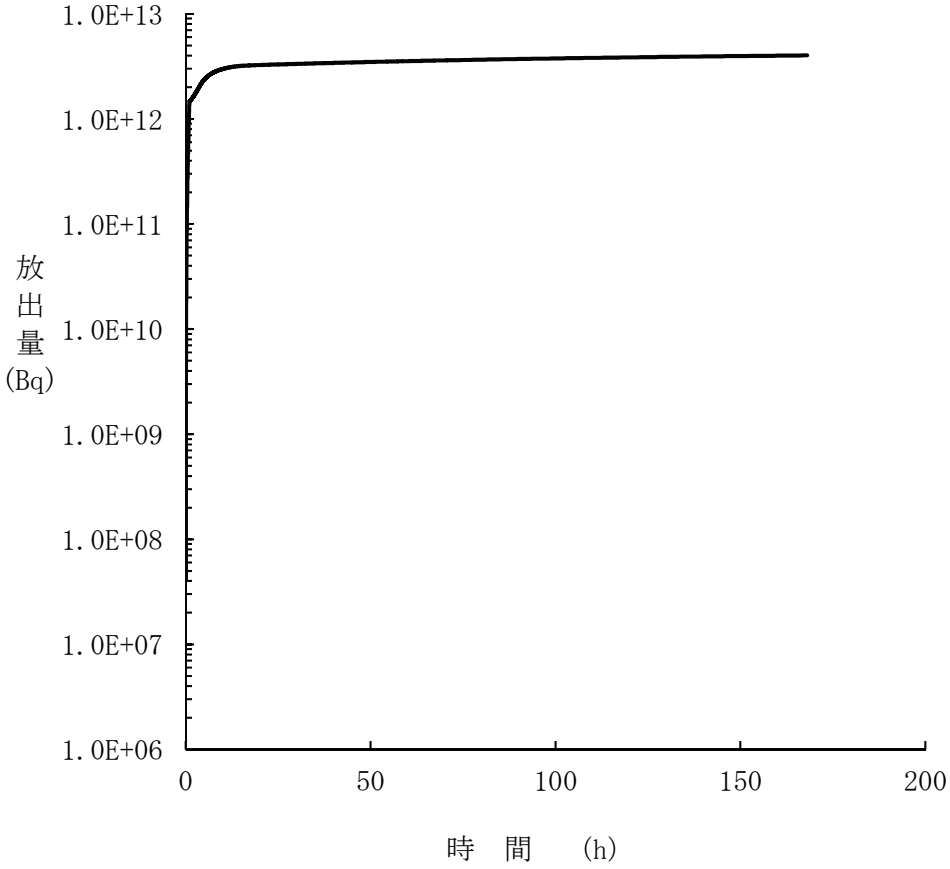
第 7.2.1.1.23 図　原子炉格納容器内温度の推移
(格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)
(ドライ換算 13vol%水素が存在する場合)



第 7.2.1.1.24 図　原子炉格納容器圧力の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

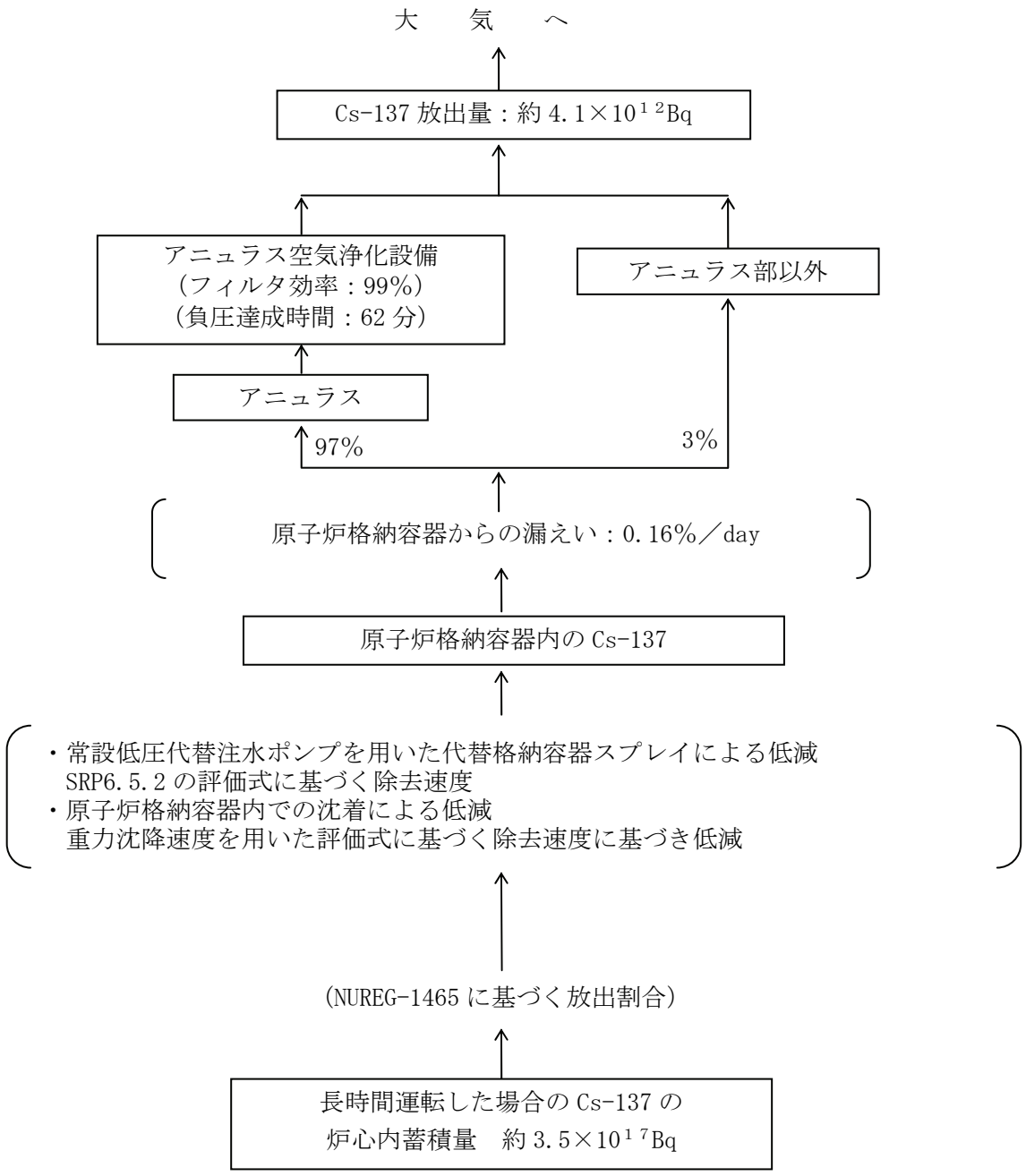


第 7.2.1.1.25 図　原子炉格納容器内温度の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

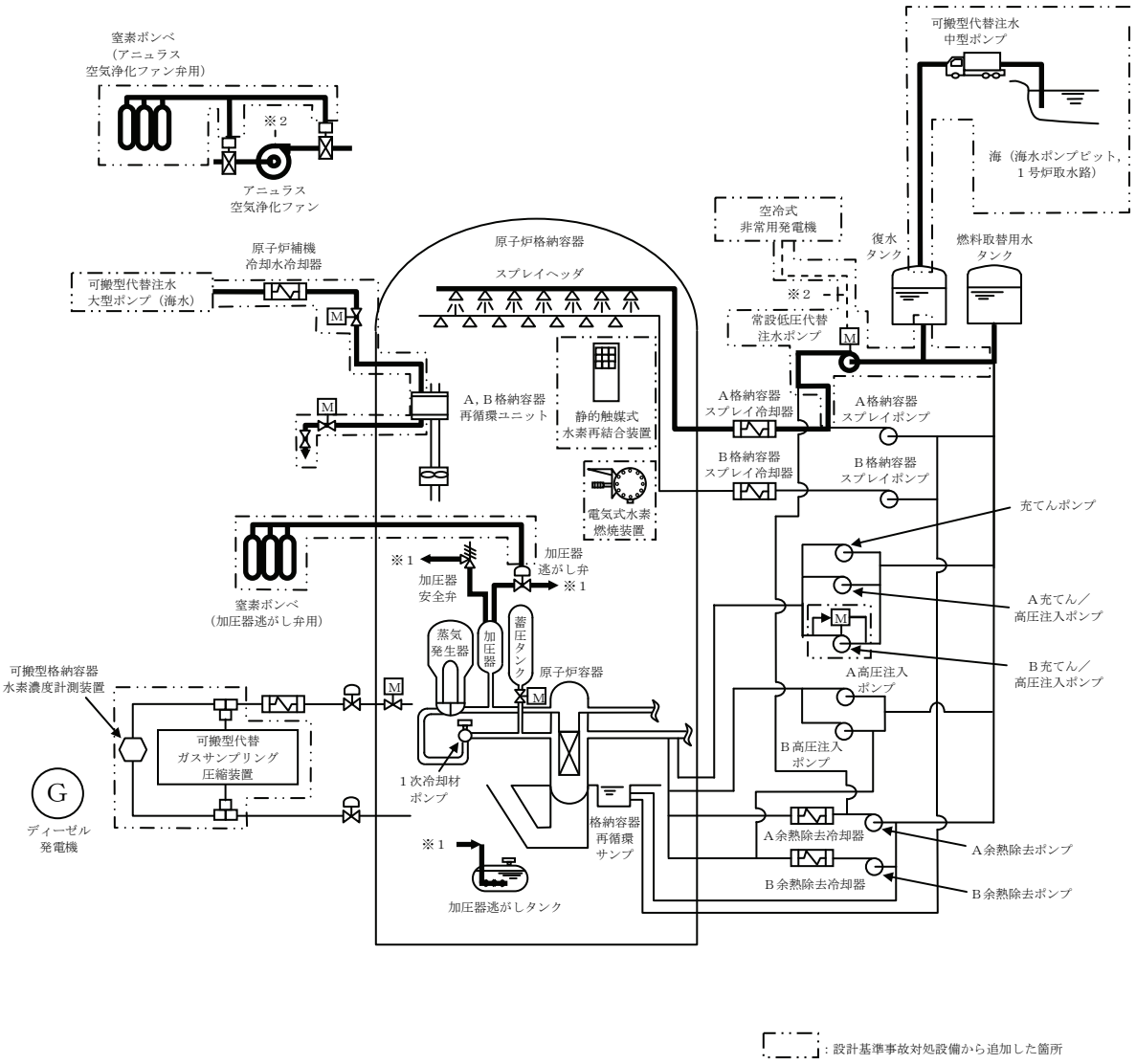


第 7.2.1.1.26 図　Cs-137 積算放出放射能量の推移

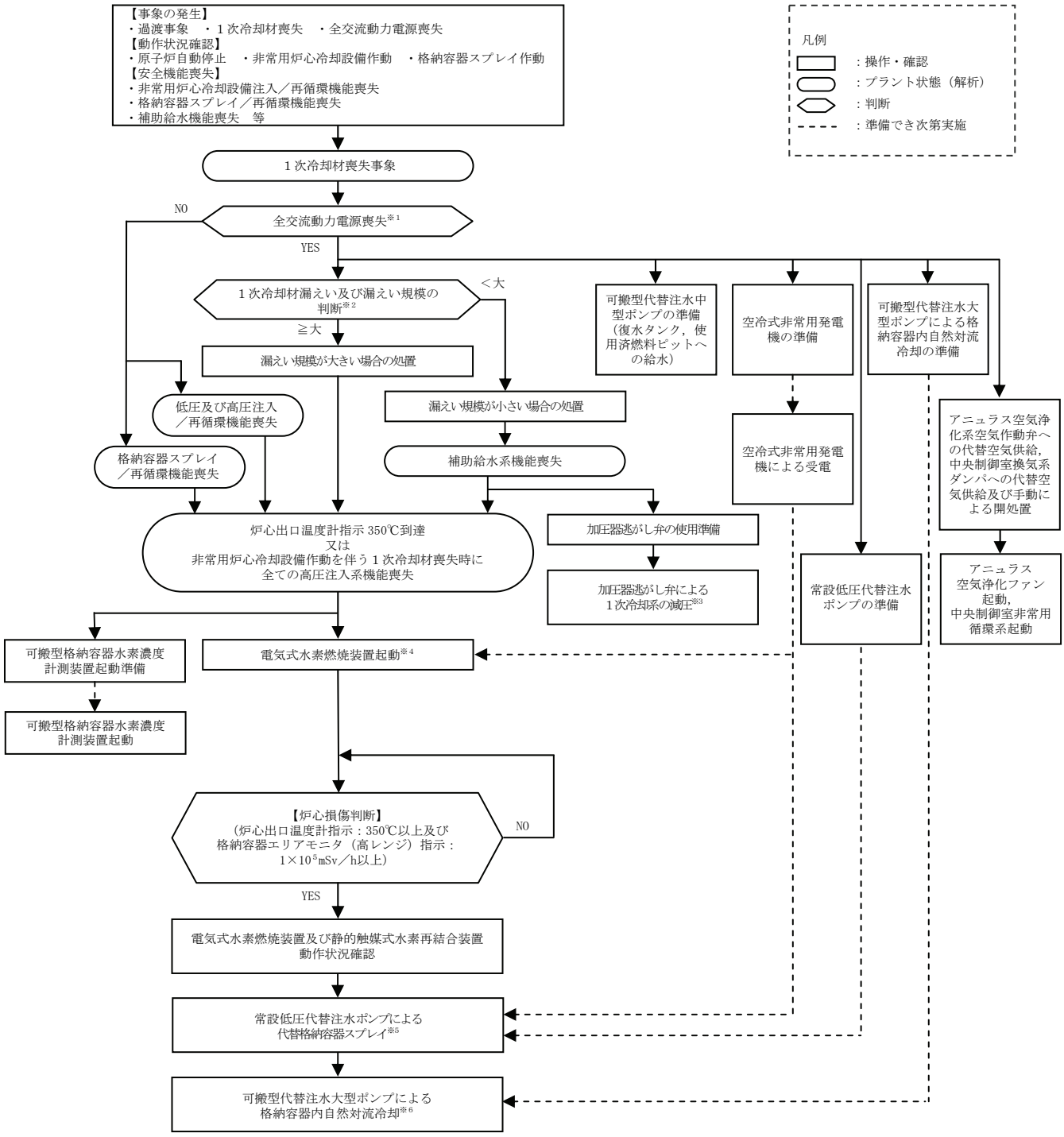
単位：Bq（GROSS 値）



第 7.2.1.1.27 図　Cs-137 の大気放出過程

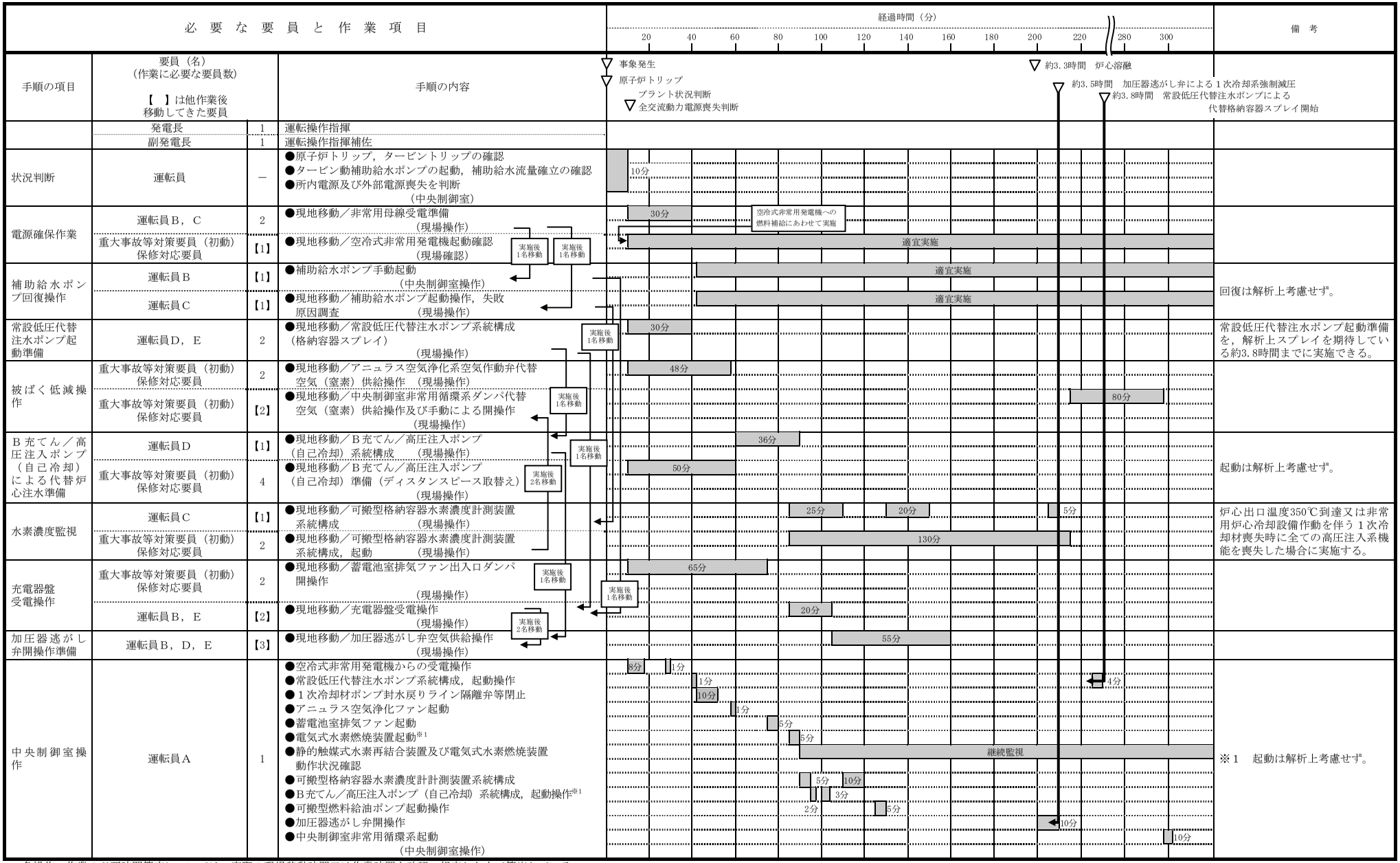


第 7.2.1.2.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図



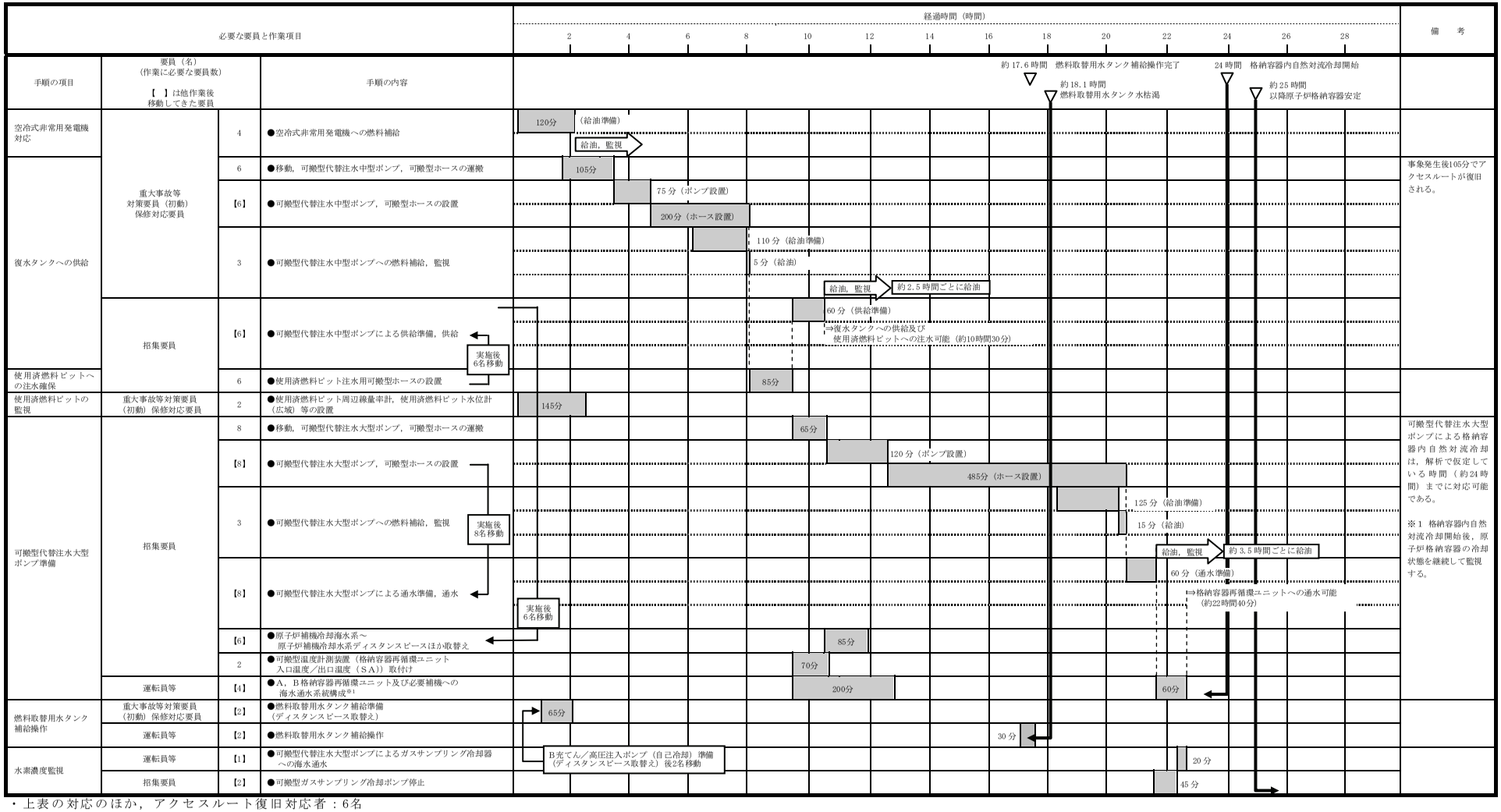
※１：判断項目
・外部電源が喪失し，全ての常用母線及び非常用母線への受電失敗により，電圧が 0V を確認する。
※２：漏えい及び漏えい規模は，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
・１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下（大規模な漏えい）
※３：炉心損傷判断後，１次冷却材圧力計指示が 2.0MPa［gage］以上の場合に実施する。
※４：全交流動力電源喪失時は，代替電源受電後に起動する。
※５：電源が確保され，常設低圧代替注水ポンプ起動準備が整い，炉心損傷を判断すれば代替格納容器スプレイを実施する。
※６：原子炉補機冷却水系が使用可能な場合は，原子炉補機冷却水系による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器雰囲気を除熱する。

第 7.2.1.2.2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要
（格納容器破損モード）



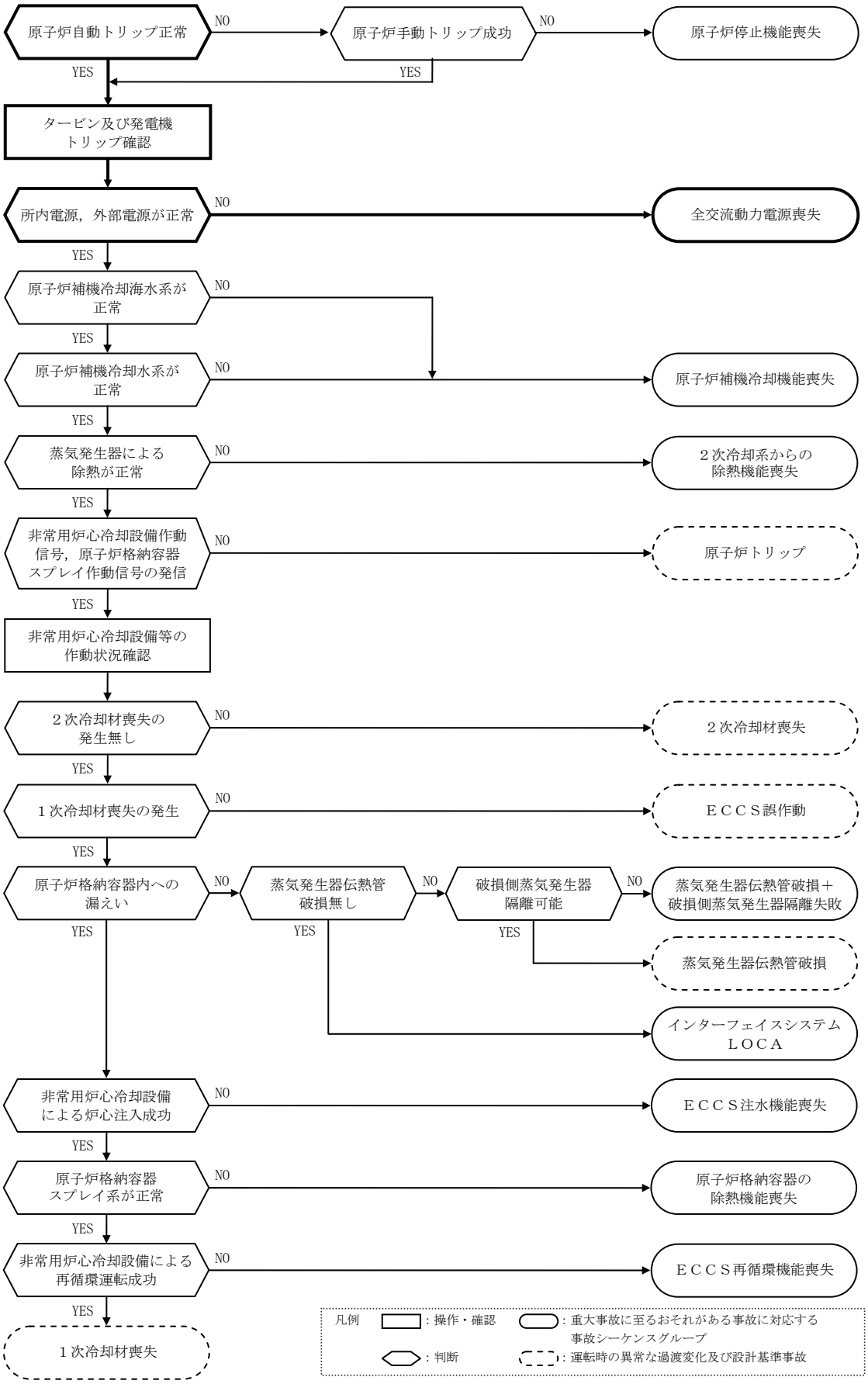
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.2.1.2.3図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間
（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）（1／2）

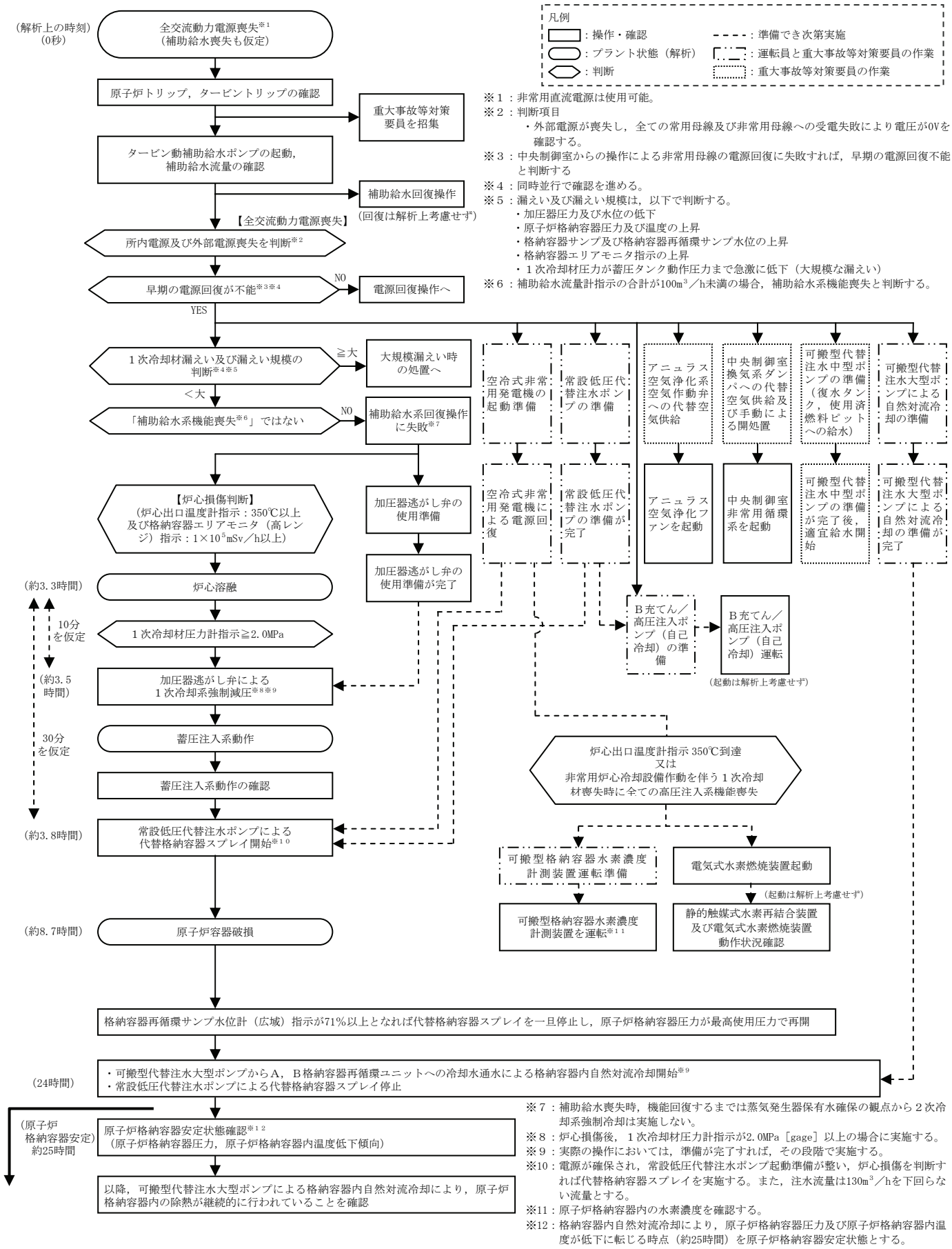


・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・可搬型代替注水大型ポンプ準備：ホース接続口及び取水源の組合せのうち，最も時間を要するケースを記載。

第 7.2.1.2.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間
（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）（2／2）

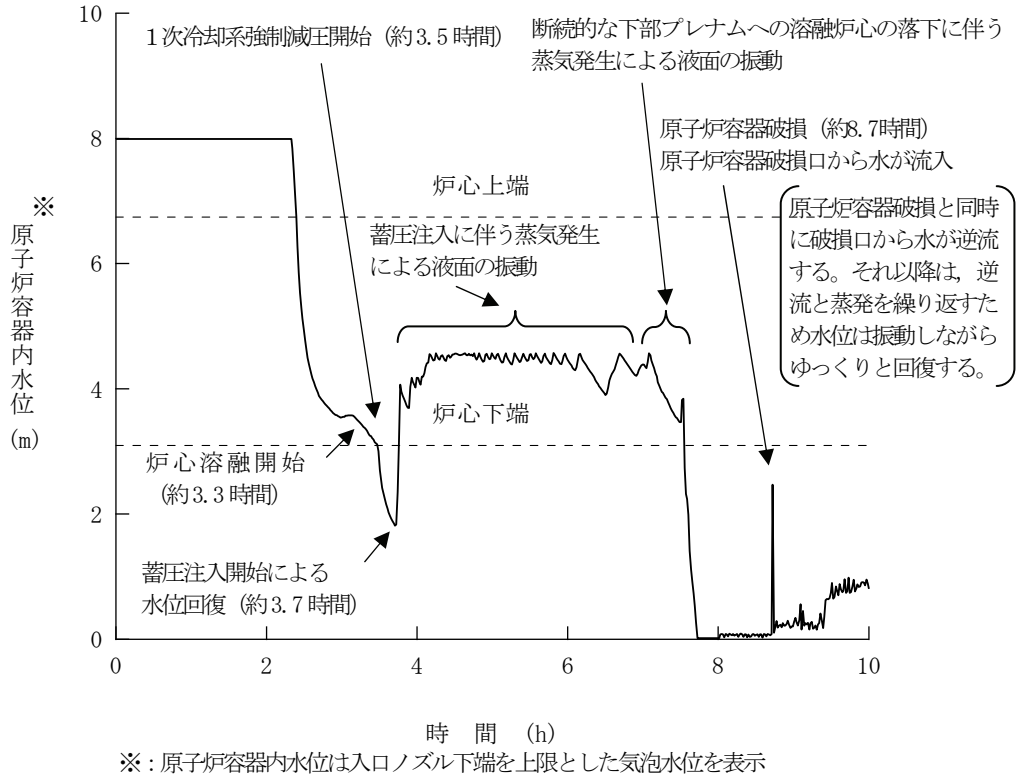


第 7.2.1.2.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の事象進展
（事象判別プロセス）
（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）



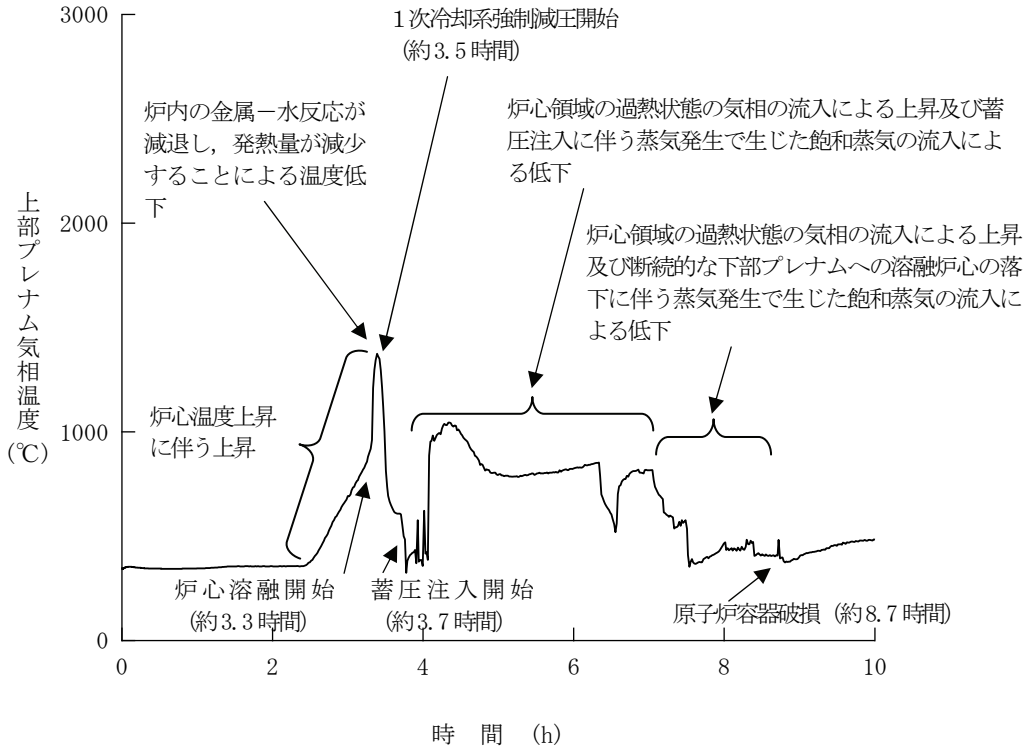
※1：非常用直流電源は使用可能。
※2：判断項目
・外部電源が喪失し，全ての常用母線及び非常用母線への受電失敗により電圧が0Vを確認する。
※3：中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗すれば，早期の電源回復不能と判断する
※4：同時並行で確認を進める。
※5：漏えい及び漏えい規模は，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
・1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下（大規模な漏えい）
※6：補助給水流量計指示の合計が100m³／h未満の場合，補助給水系機能喪失と判断する。
※7：補助給水喪失時，機能回復するまでは蒸気発生器保有水確保の観点から2次冷却系強制冷却は実施しない。
※8：炉心損傷後，1次冷却材圧力計指示が2.0MPa［gage］以上の場合に実施する。
※9：実際の操作においては，準備が完了すれば，その段階で実施する。
※10：電源が確保され，常設低圧代替注水ポンプ起動準備が整い，炉心損傷を判断すれば代替格納容器スプレイを実施する。また，注水流量は130m³／hを下回らない流量とする。
※11：原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※12：格納容器内自然対流冷却により，原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度が低下に転じる時点（約25時間）を原子炉格納容器安定状態とする。

第7.2.1.2.5図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展
（外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故）

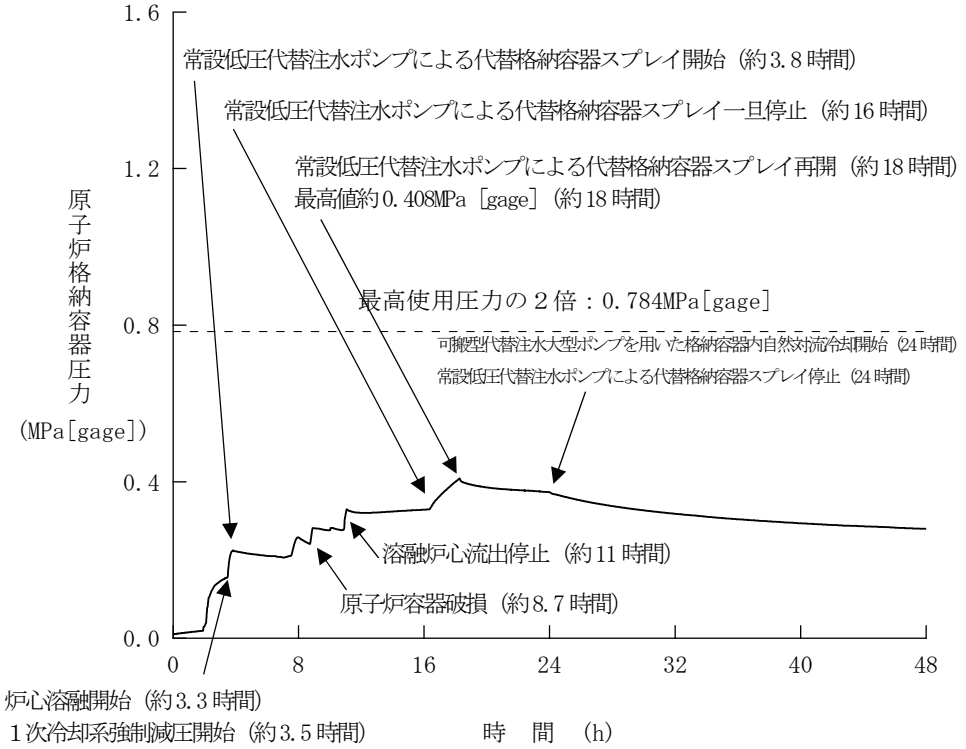


※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

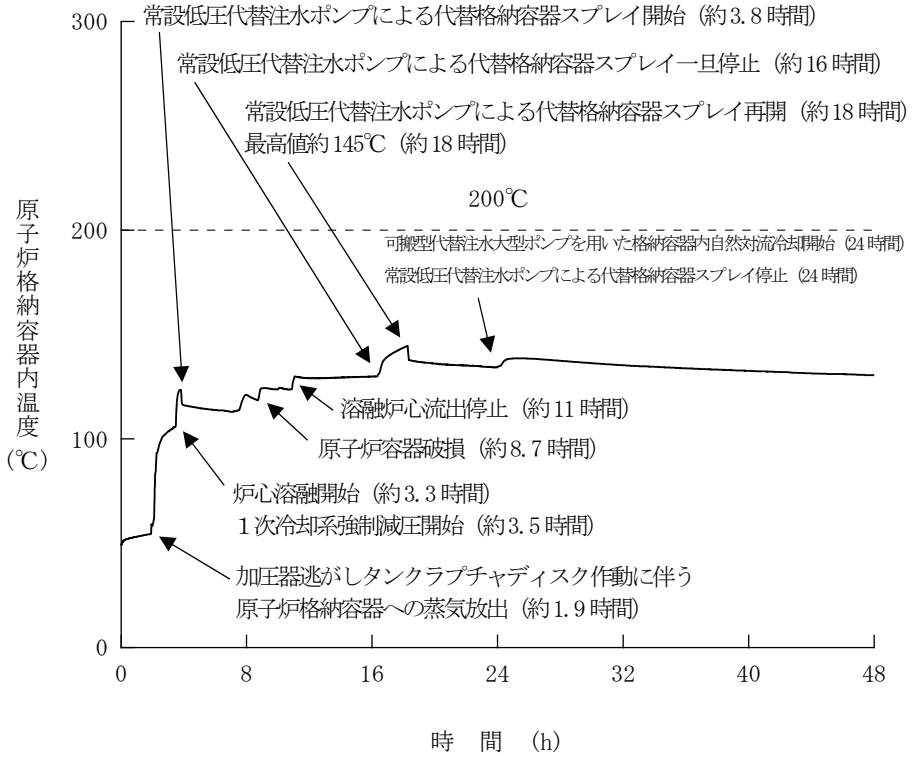
第7.2.1.2.6図　原子炉容器内水位の推移



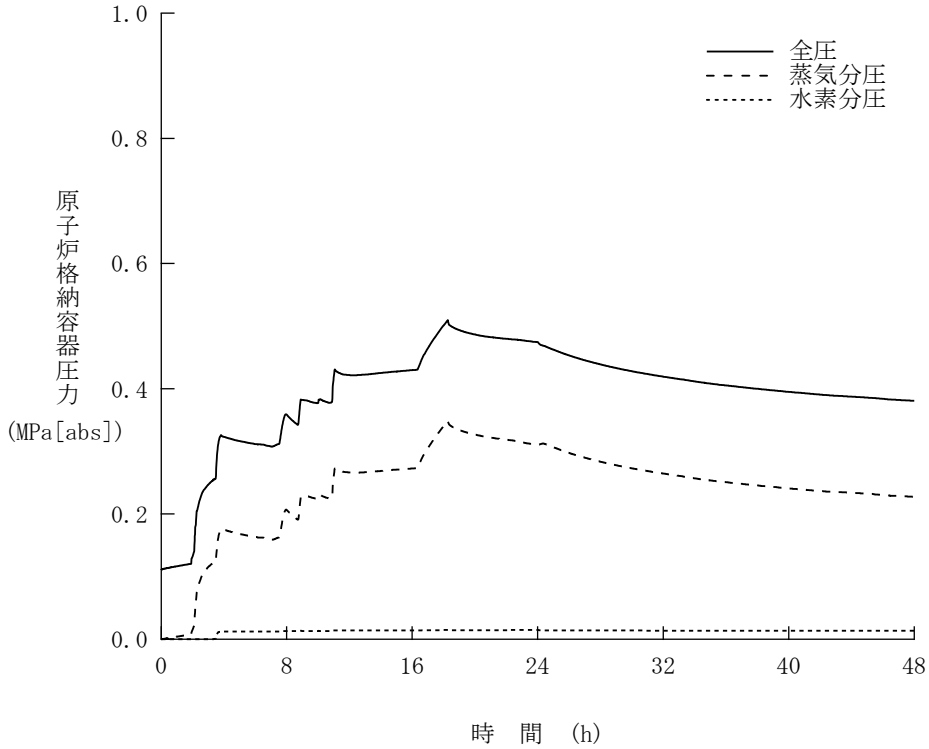
第7.2.1.2.7図　上部プレナム気相温度の推移



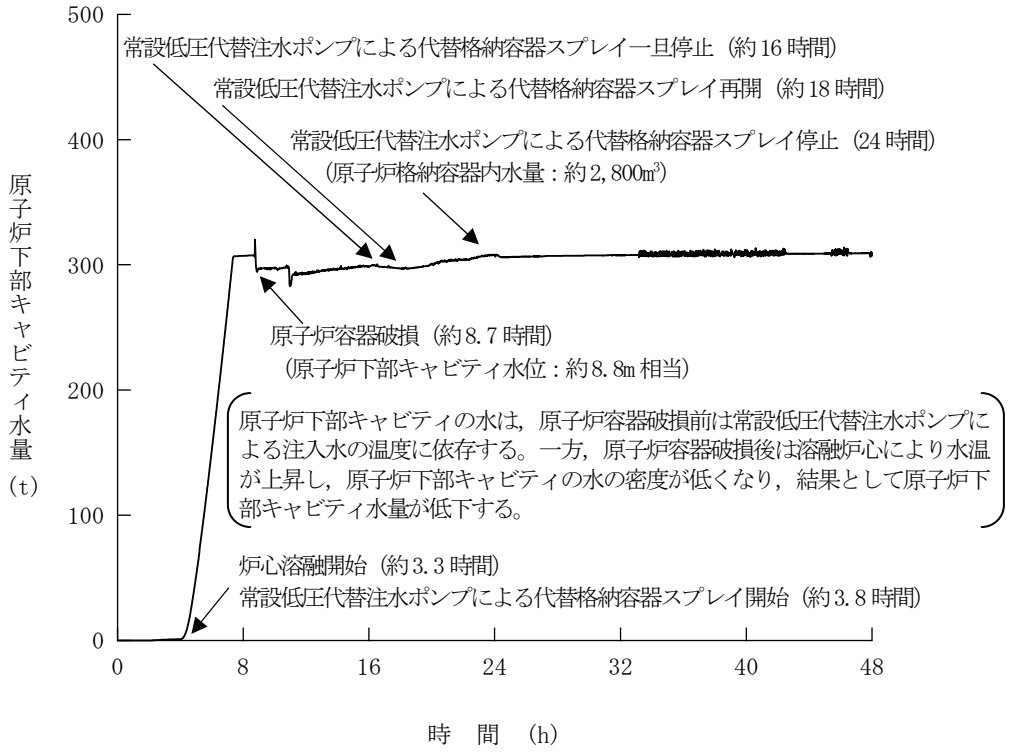
第7.2.1.2.8図　原子炉格納容器圧力の推移



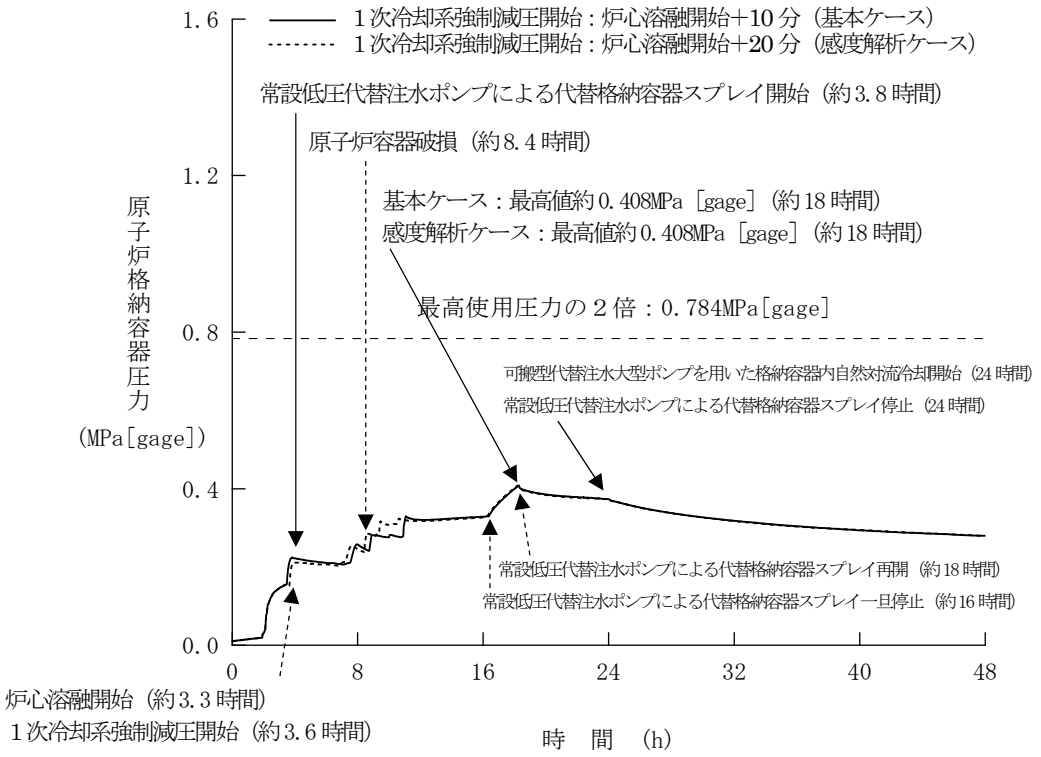
第7.2.1.2.9図　原子炉格納容器内温度の推移



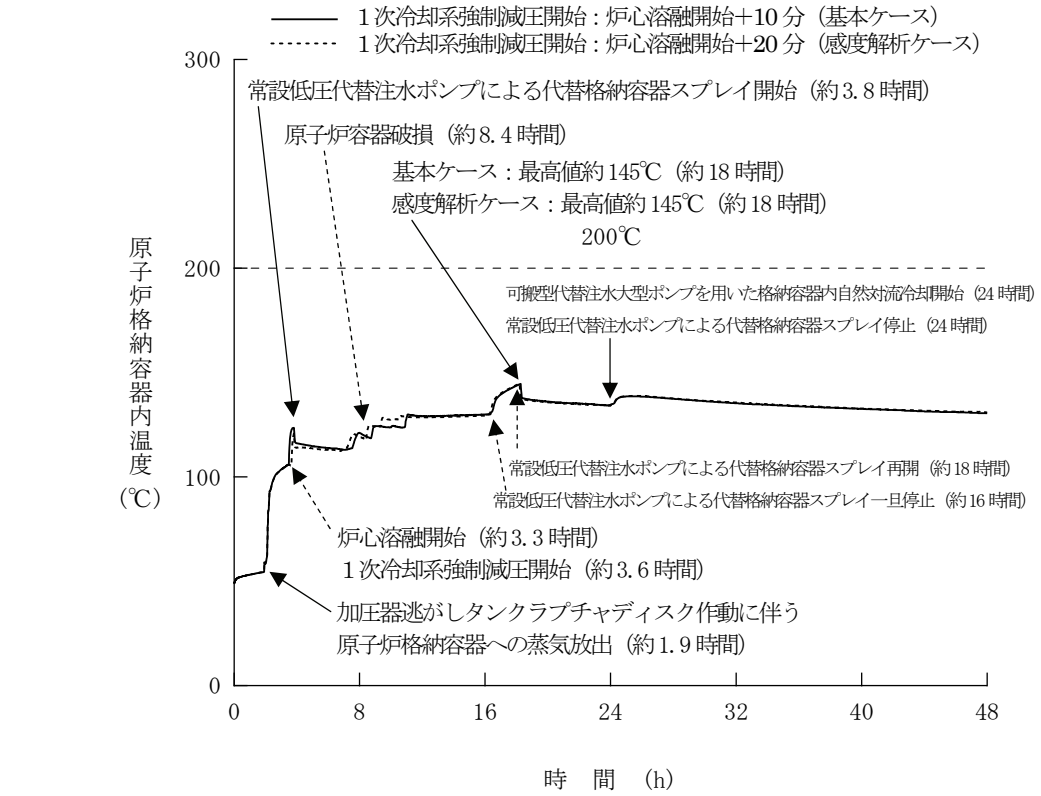
第7.2.1.2.10図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移



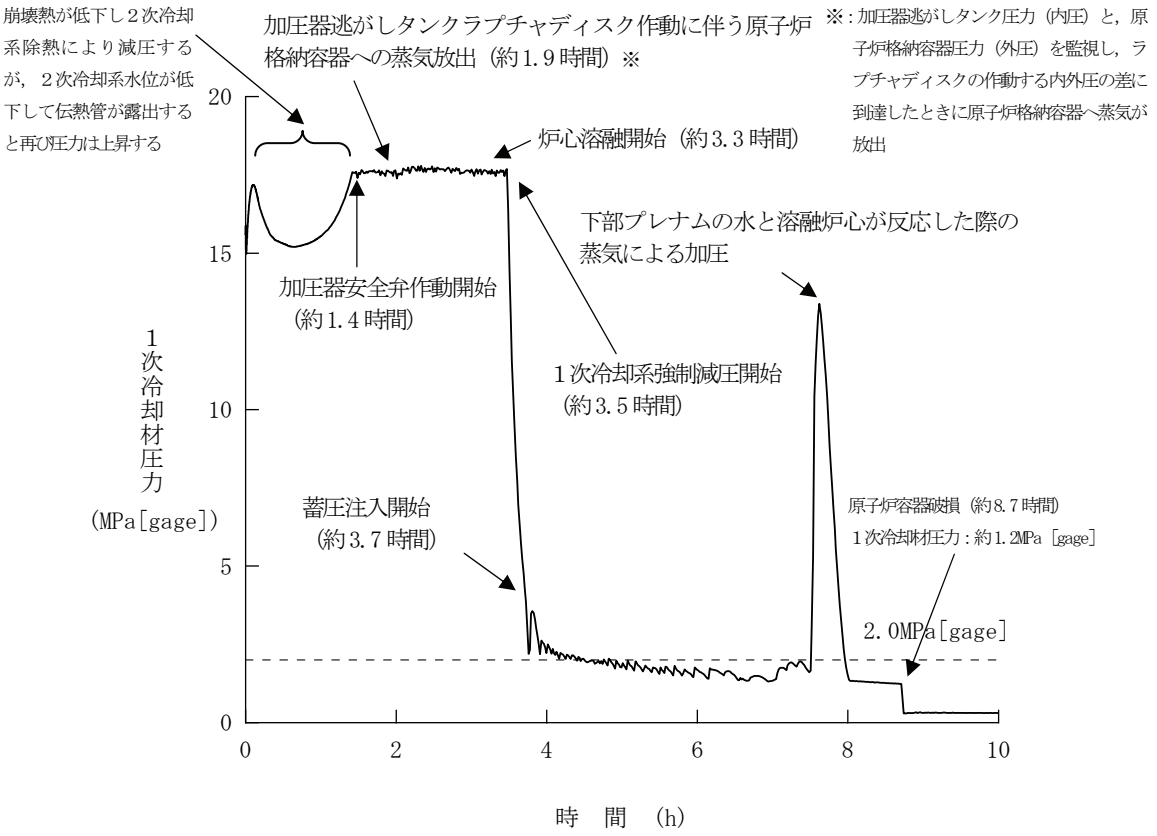
第7.2.1.2.11図　原子炉下部キャビティ水量の推移



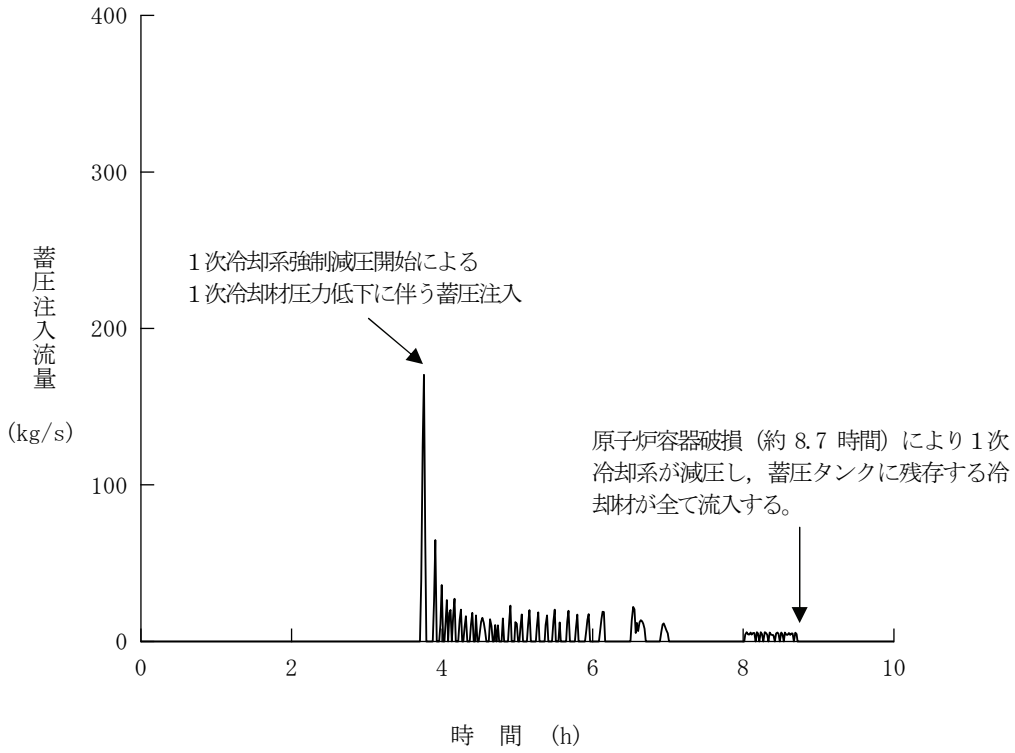
第7.2.1.2.12図　原子炉格納容器圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）



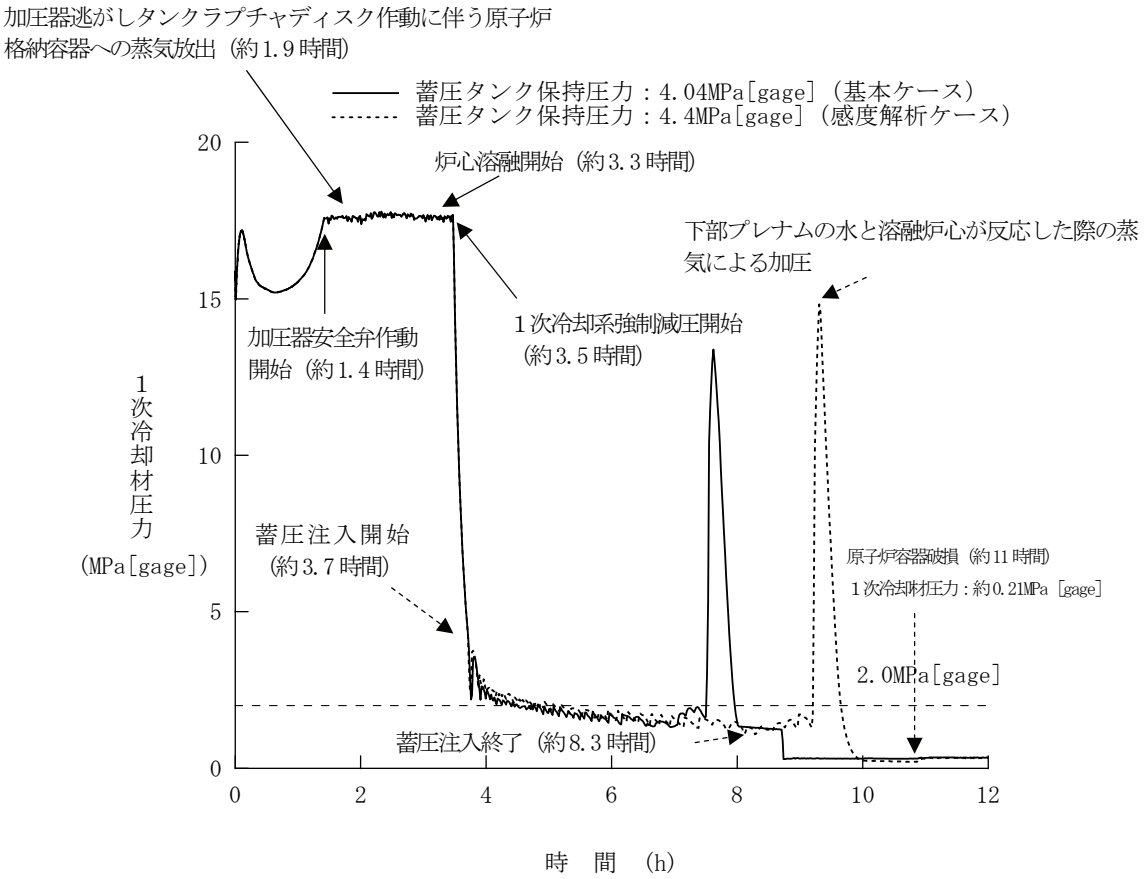
第7.2.1.2.13図　原子炉格納容器内温度の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）



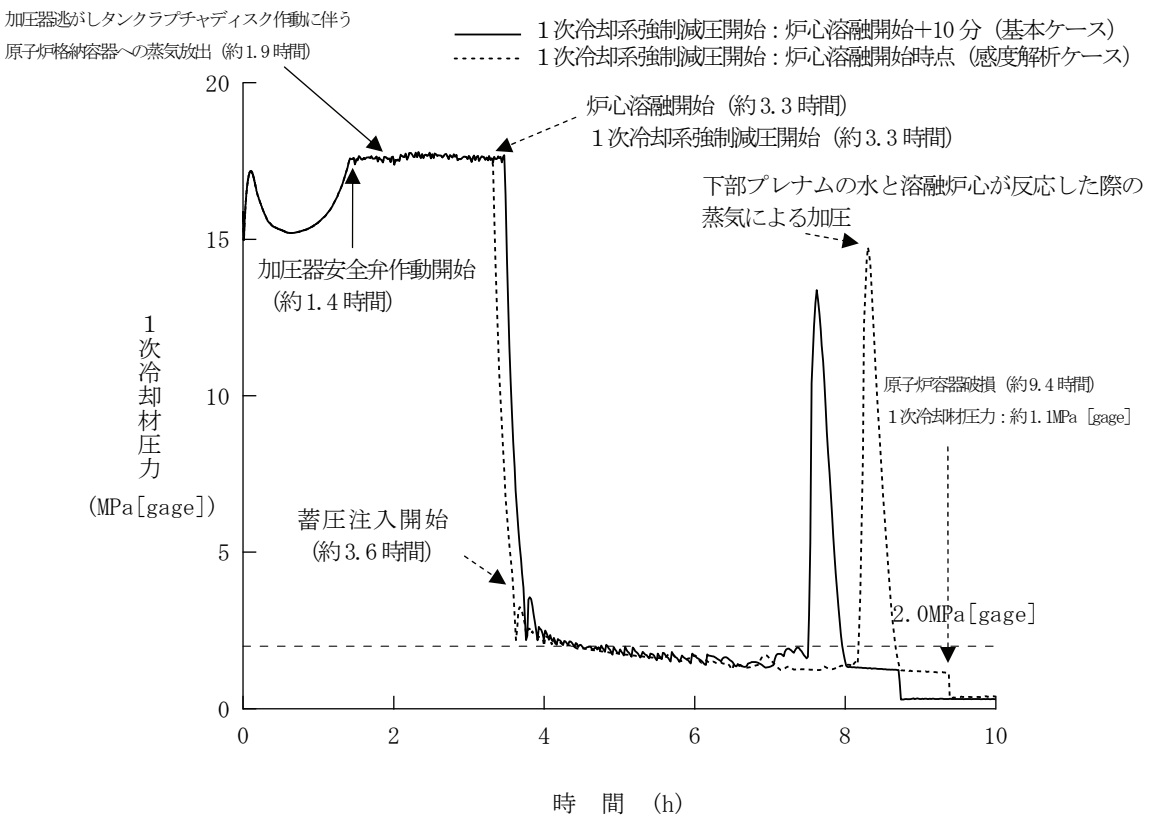
第7.2.2.1図　１次冷却材圧力の推移



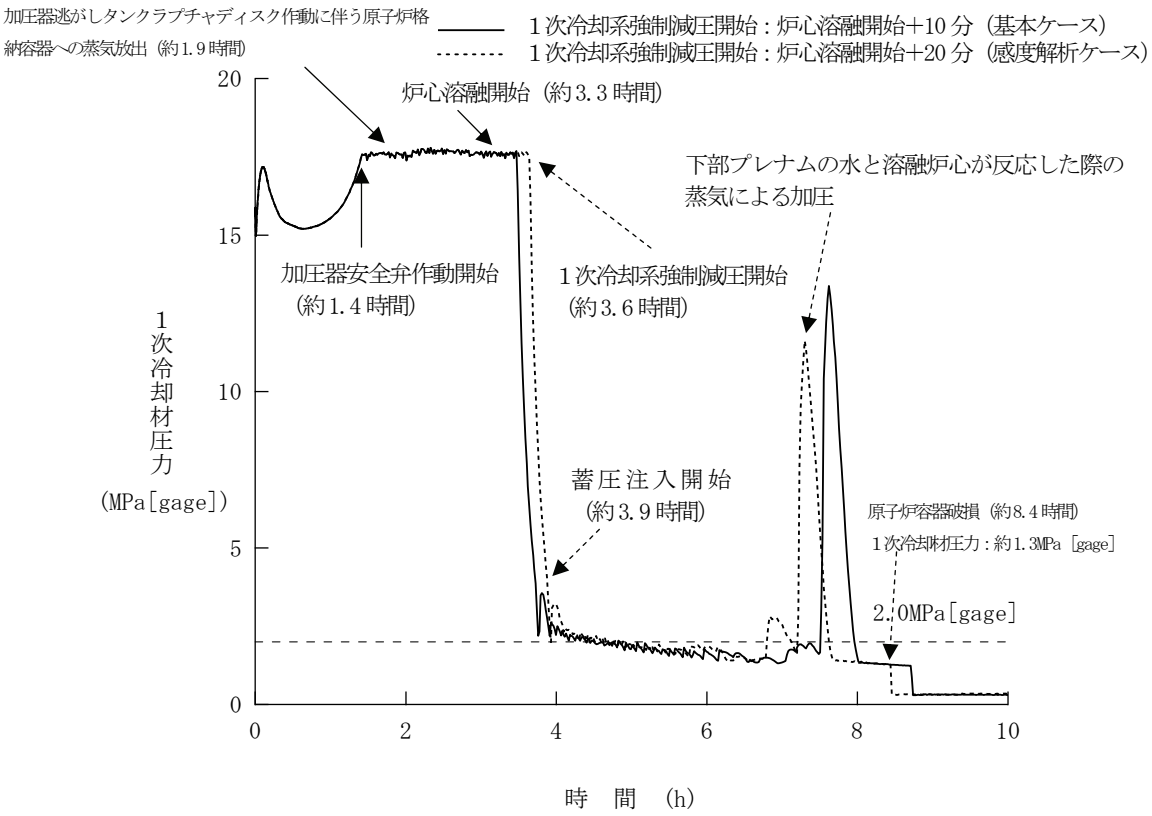
第7.2.2.2図　蓄圧注入流量の推移



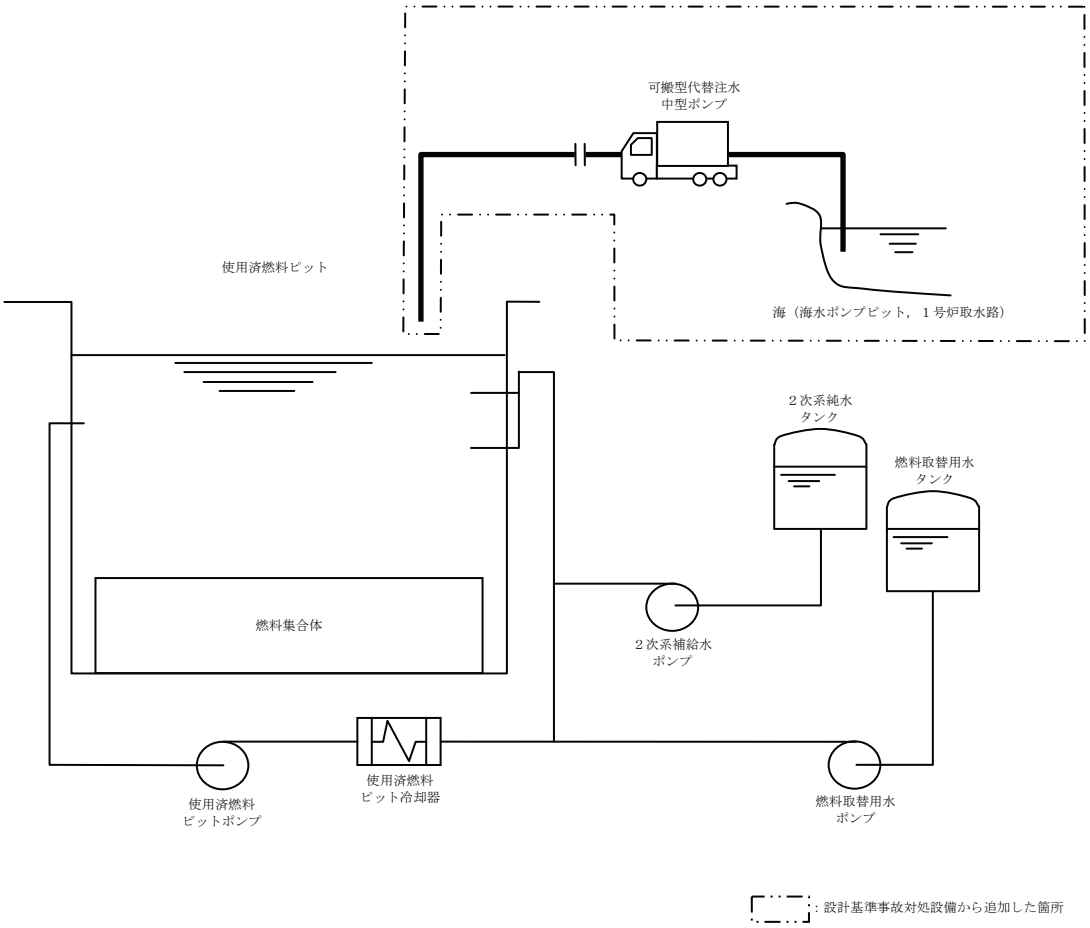
第7.2.2.3図　1次冷却材圧力の推移
（蓄圧タンク保持圧力の影響確認）



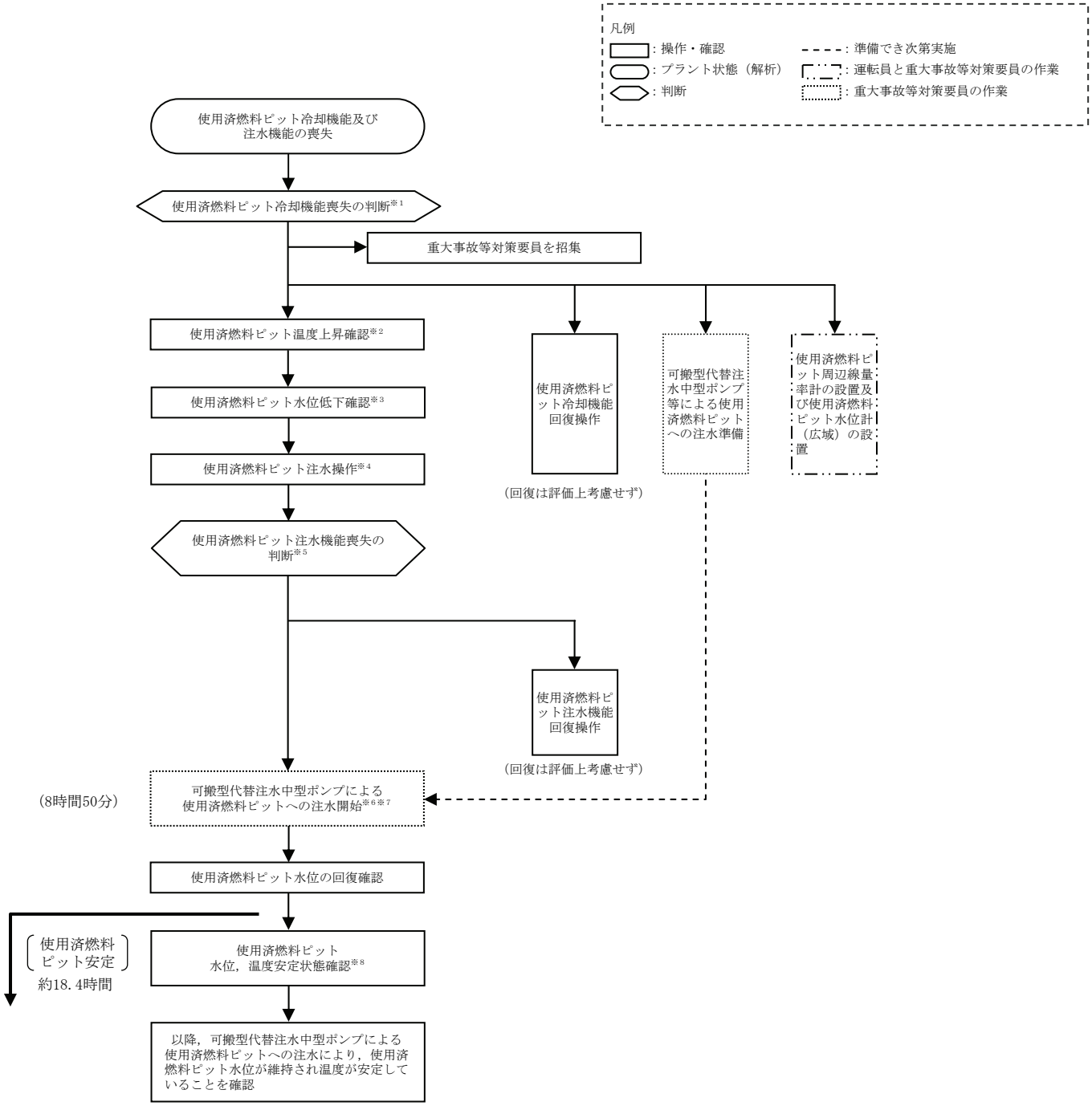
第7.2.2.4図　1次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が早くなる場合）



第7.2.2.5図　1次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が遅くなる場合）

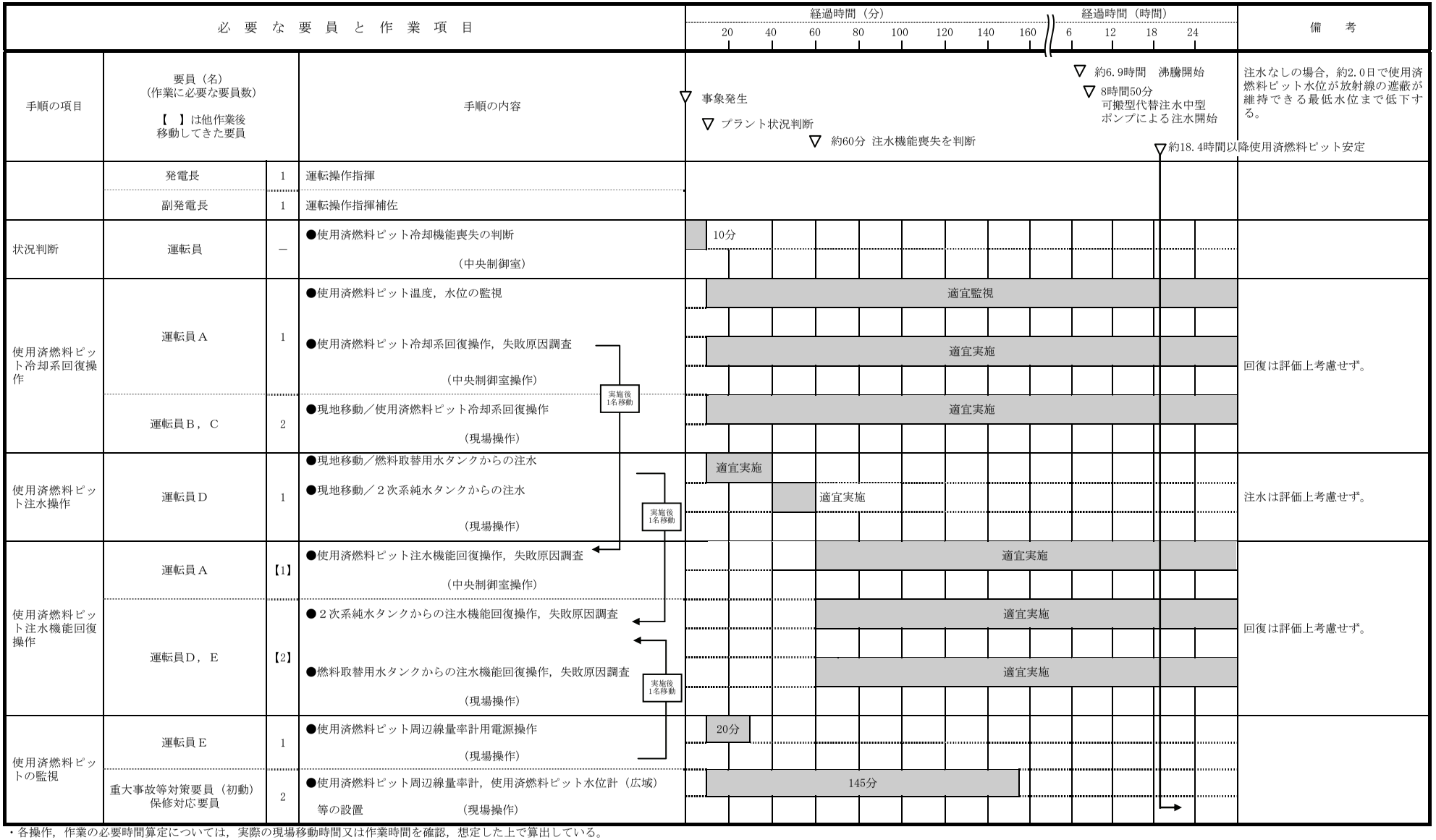


第 7.3.1.1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図



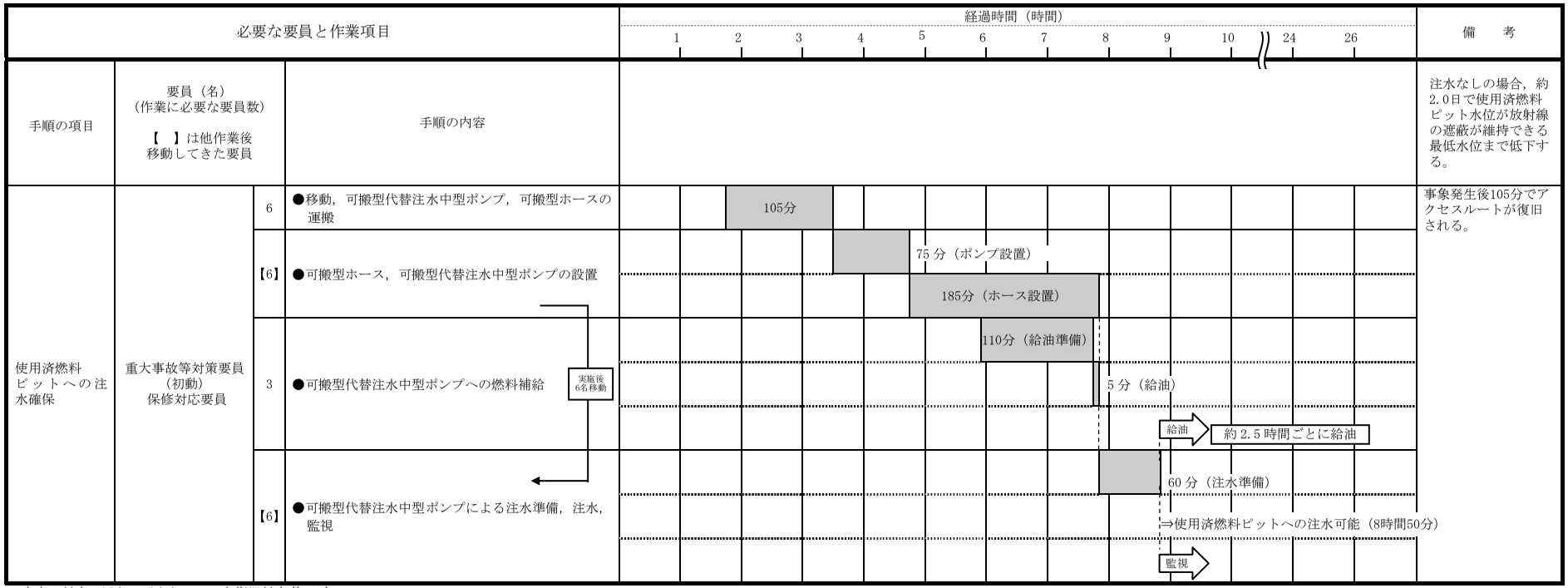
※１：使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合，又は使用済燃料ピット温度が65℃を超えた場合
※２：使用済燃料ピット温度高警報値　60℃
※３：使用済燃料ピット通常水位　　E.L.＋6.855m
　　使用済燃料ピット水位低警報値　E.L.＋6.78m
※４：以下の手段により使用済燃料ピットへの注水操作を行う。
　・２次系純水タンクからの注水
　・燃料取替用水タンクからの注水
※５：注水操作により水位上昇が確認できない場合。
※６：使用済燃料ピット水位は，通常水位を目安に維持する。
※７：注水を実施しない場合は，約6.9時間で使用済燃料ピット水が沸騰を開始し，約2.0日で使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下する。
※８：状態確認は以下で実施
　・使用済燃料ピット水位回復及び維持並びに温度安定

第 7.3.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要（「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」の事象進展）



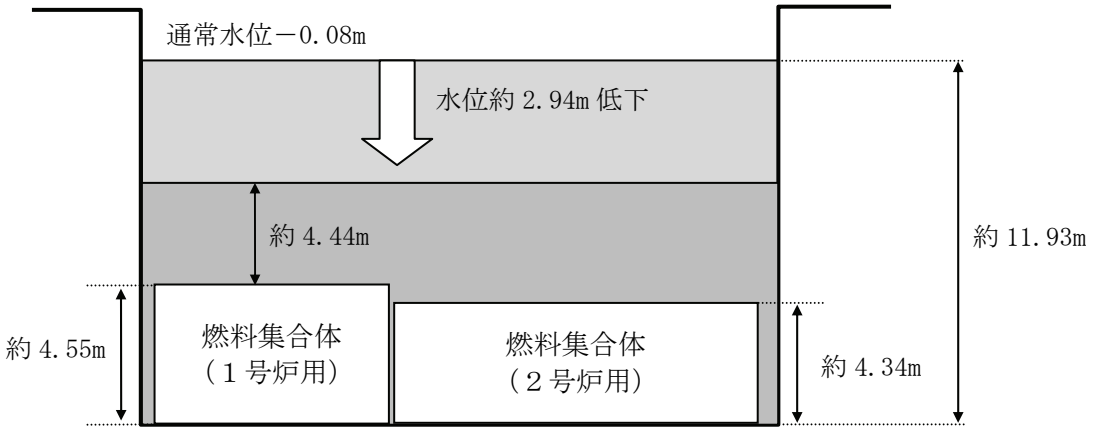
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.3.1.3図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故）（1／2）



・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。

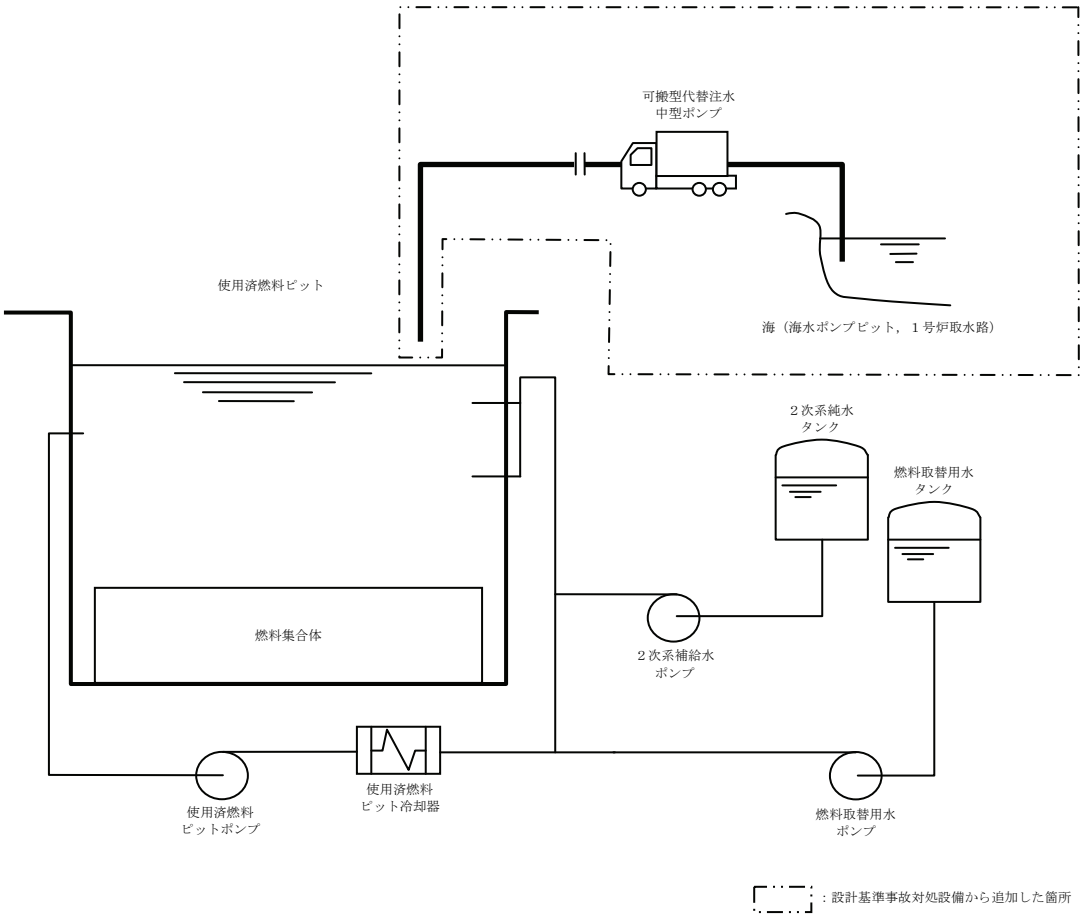
第 7.3.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故）（2／2）



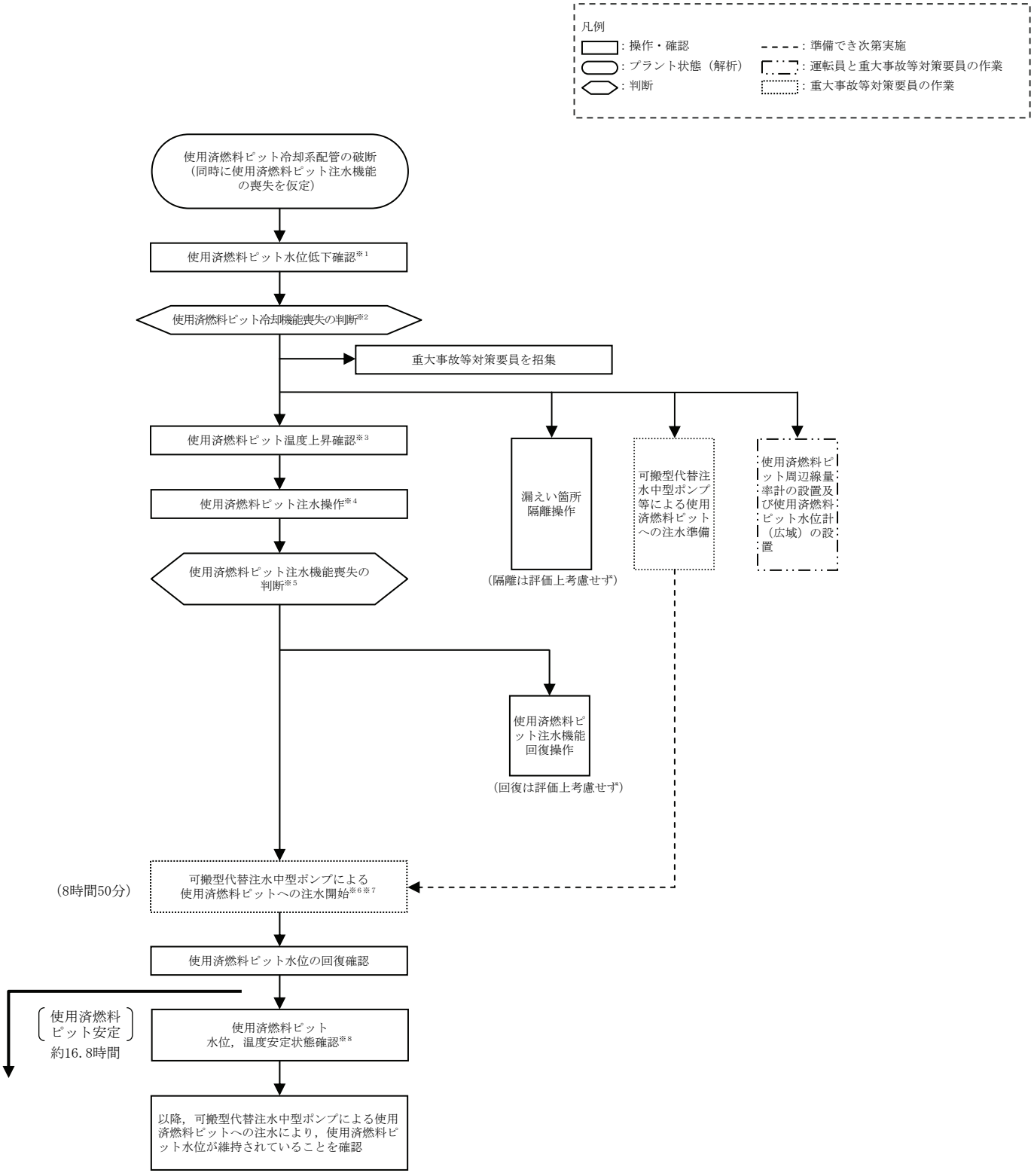
使用済燃料ピット水位概略図

		評価結果
① 2.9m 分の評価水量（m^3）		－
	ＡＢＣＤブロック	約 353m^3
	ＥＦＧＨブロック	約 291m^3
	燃料検査ピット等	約 134m^3
	合計	約 778m^3
② 崩壊熱による保有蒸発量		約 18.6m^3／h
③ 2.9m 水位低下時間		約 1.7 日間
④ 水温 100℃までの時間		約 6.9 時間
合計（③＋④）		約 2.0 日間

第 7.3.1.4 図　想定事故１における使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

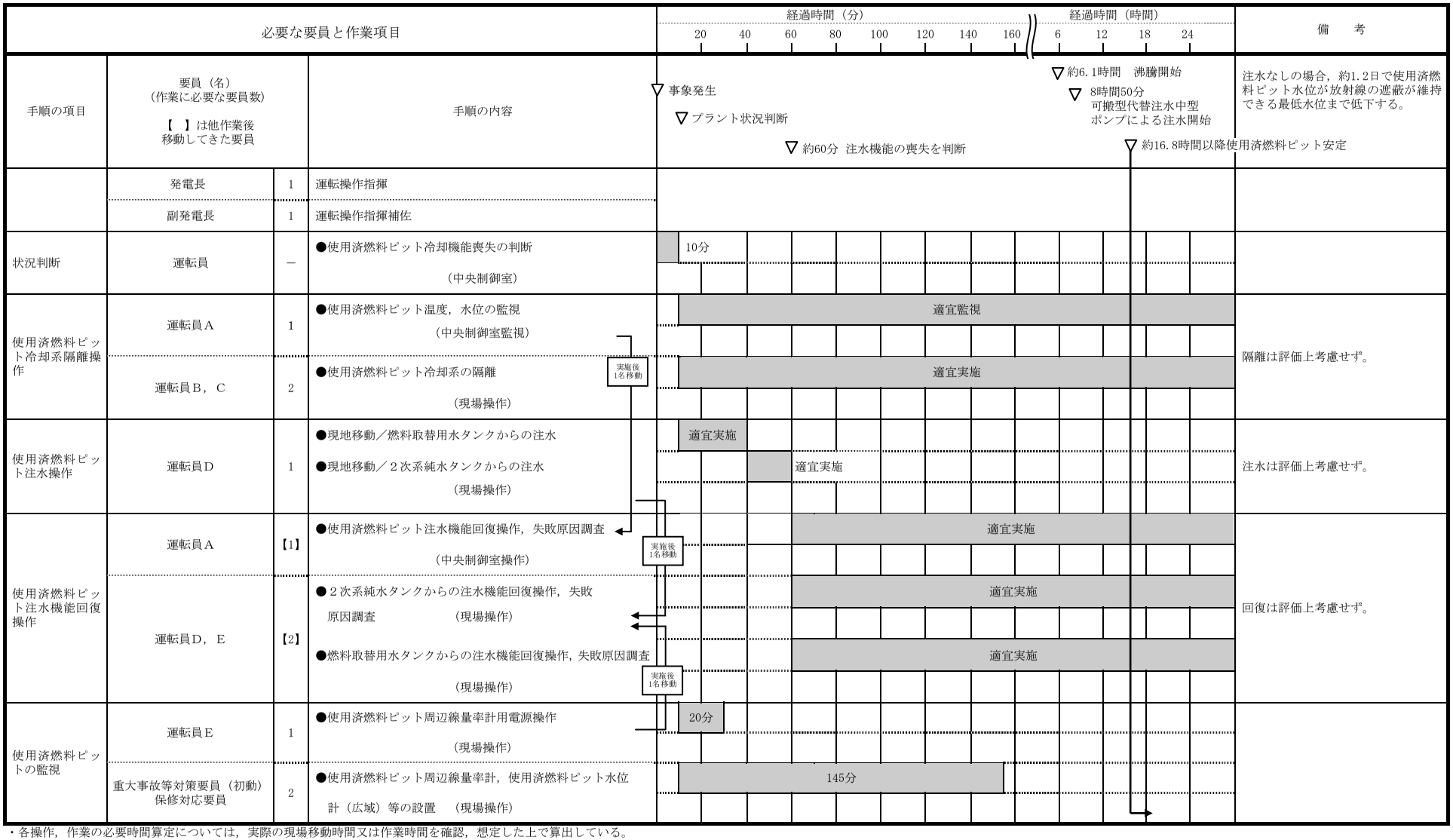


第 7.3.2.1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図



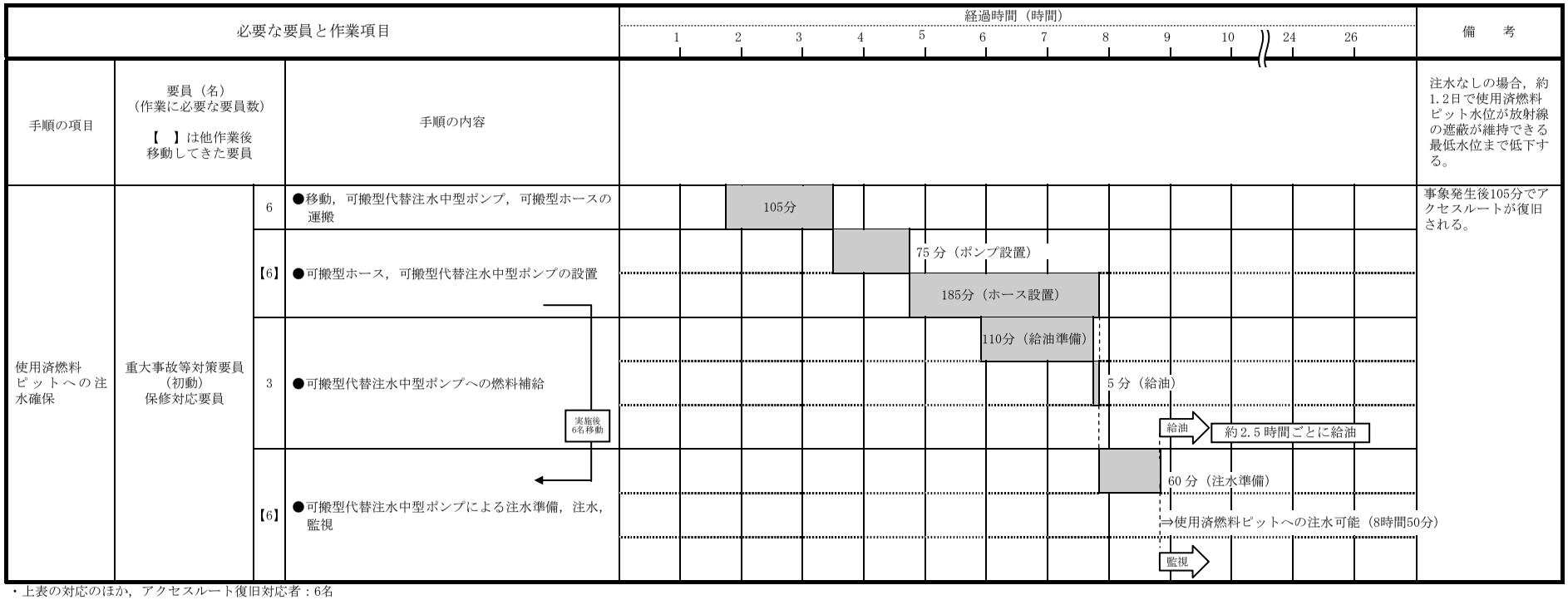
※１：使用済燃料ピット通常水位　　E.L.＋6.855m
　　使用済燃料ピット水位低警報値　E.L.＋6.78m
※２：使用済燃料ピット水位がE.L.＋6.78m以下まで低下し，水位低下が継続する場合
※３：使用済燃料ピット温度高警報値　60℃
※４：以下の手段により使用済燃料ピットへの注水操作を行う。
　・２次系純水タンクからの注水
　・燃料取替用水タンクからの注水
※５：注水操作により水位上昇が確認できない場合。
※６：冷却系配管の隔離を実施できない場合は，使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。
※７：注水を実施しない場合は，約6.1時間で使用済燃料ピット水が沸騰を開始し，約1.2日で使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下する。
※８：状態確認は以下で実施
　・使用済燃料ピット水位回復及び維持並びに温度安定

第7.3.2.2図　「想定事故２」の対応手順の概要（「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の事象進展）



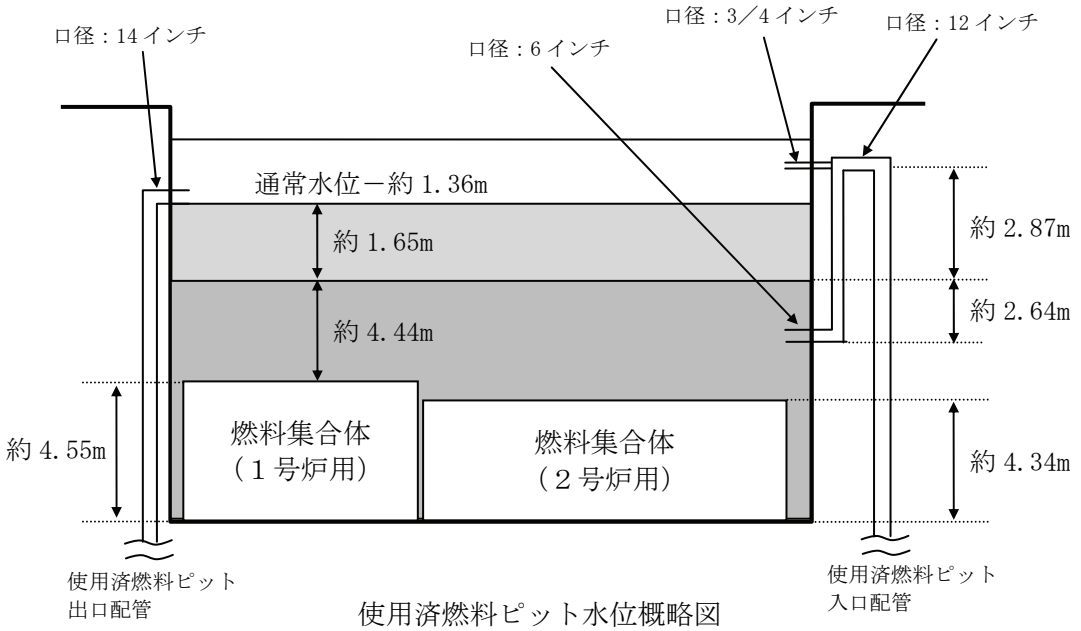
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.3.2.3図　「想定事故２」の作業と所要時間
（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故）（1／2）



・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。

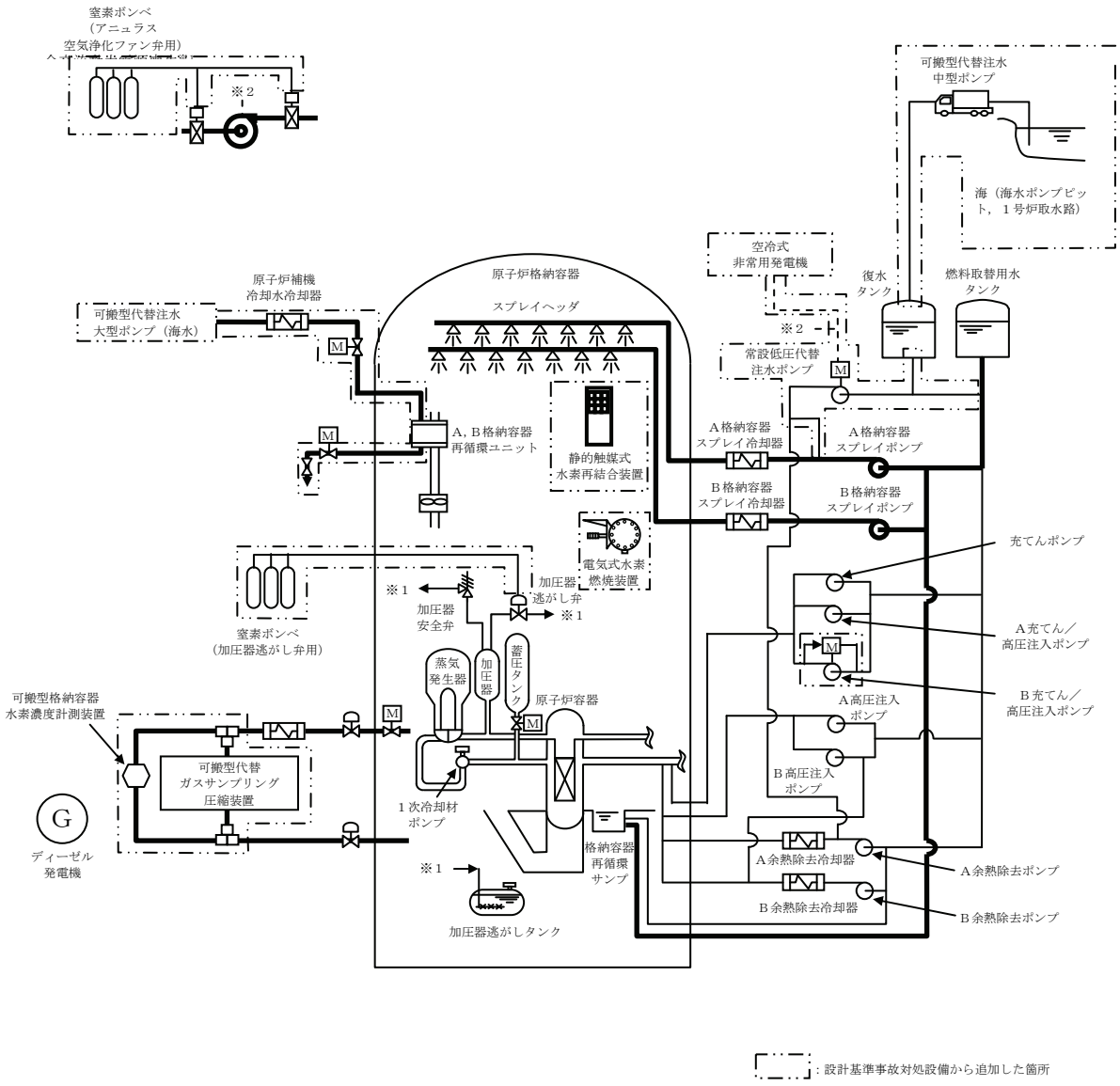
第7.3.2.3図　「想定事故２」の作業と所要時間
（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故）（2／2）



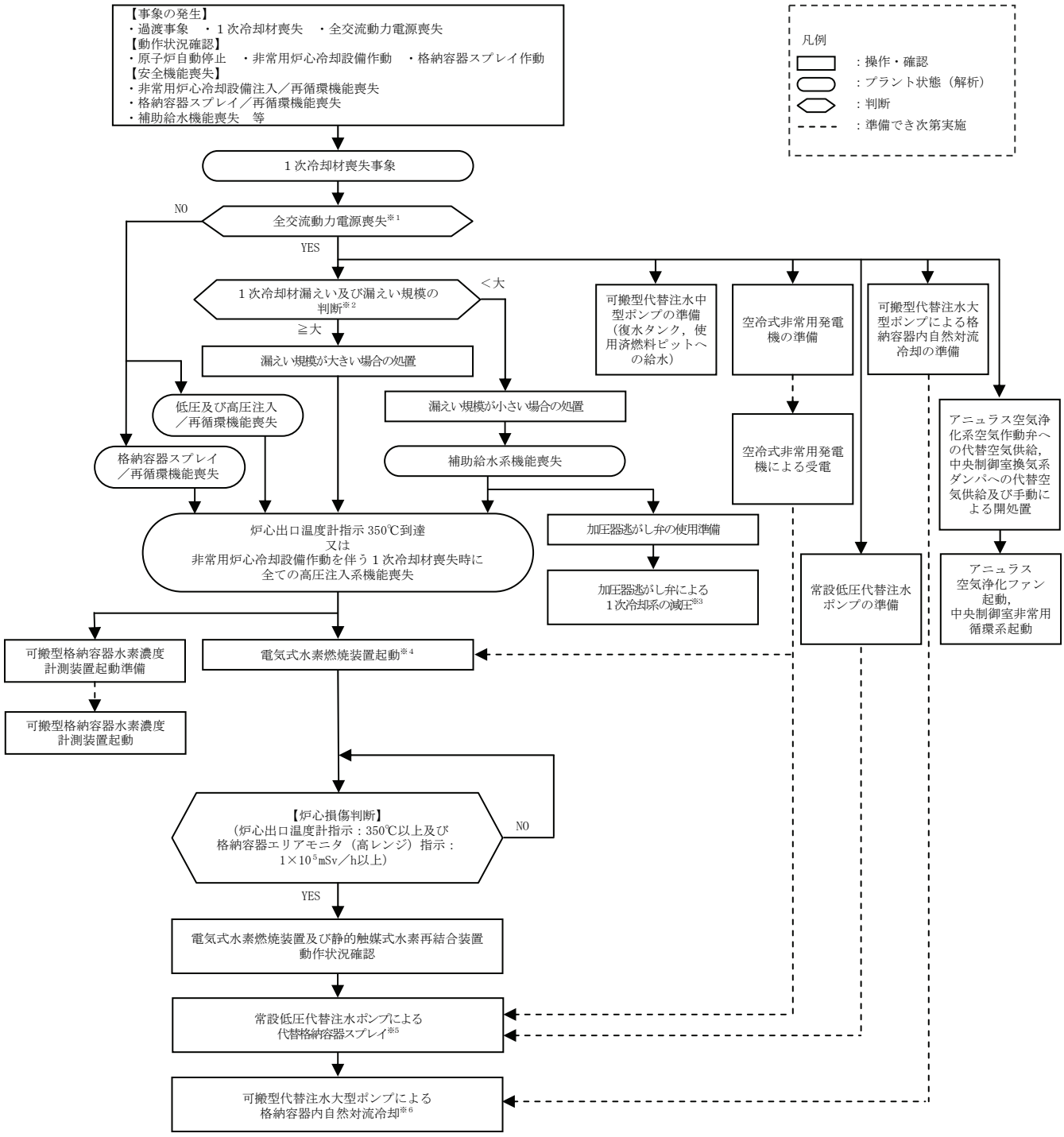
使用済燃料ピット水位概略図

		評価結果
① 1.6m分の評価水量（m^3）		－
	ＡＢＣＤブロック	約194m^3
	ＥＦＧＨブロック	約160m^3
	燃料検査ピット等	約73m^3
	合計	約427m^3
② 崩壊熱による保有蒸発量		約18.6m^3／h
③ 1.6m水位低下時間		約1.0日間
④ 水温100℃までの時間		約6.1時間
合計（③＋④）		約1.2日間

第7.3.2.4図　想定事故２における使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

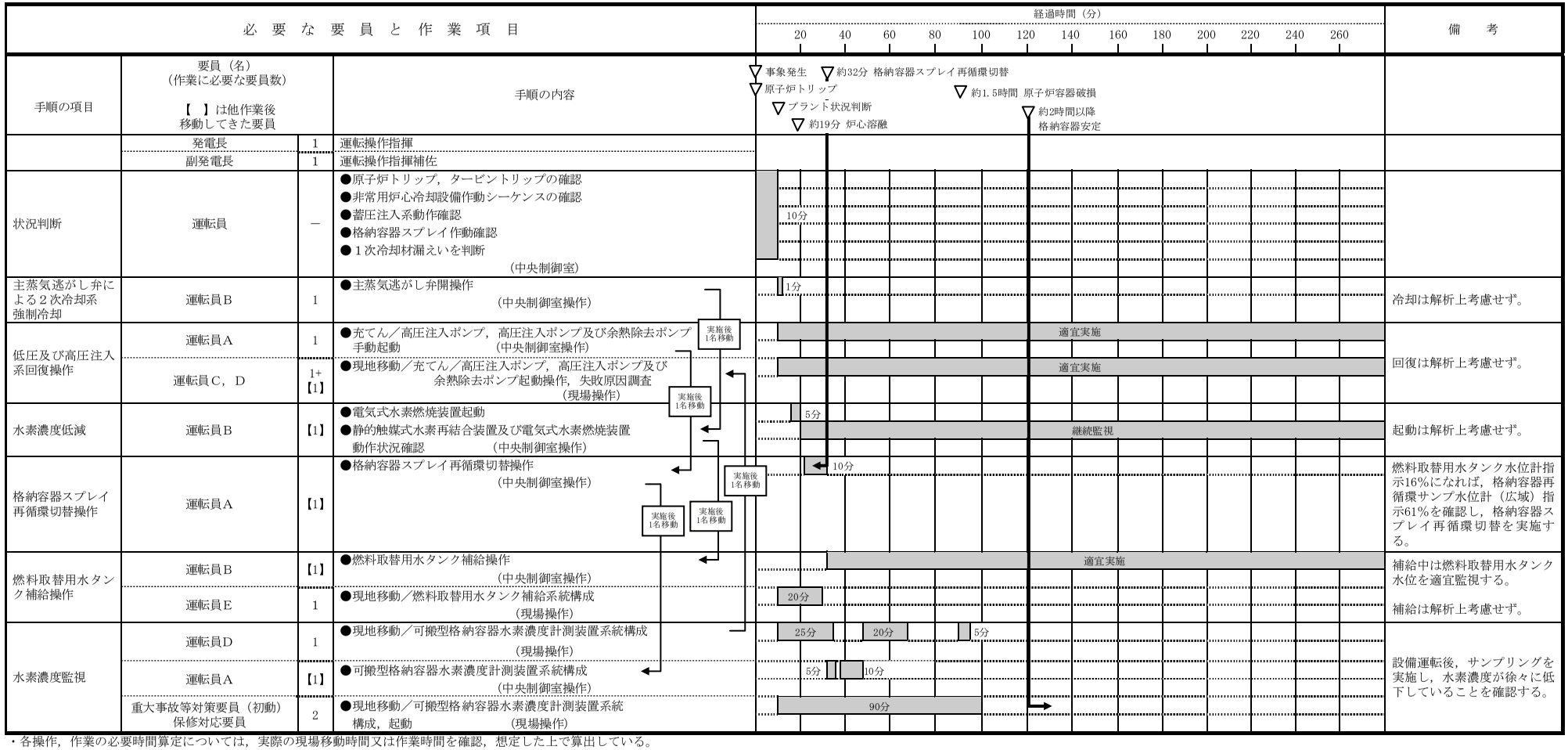


第7.2.4.1図　「水素燃焼」の重大事故等対策の概略系統図



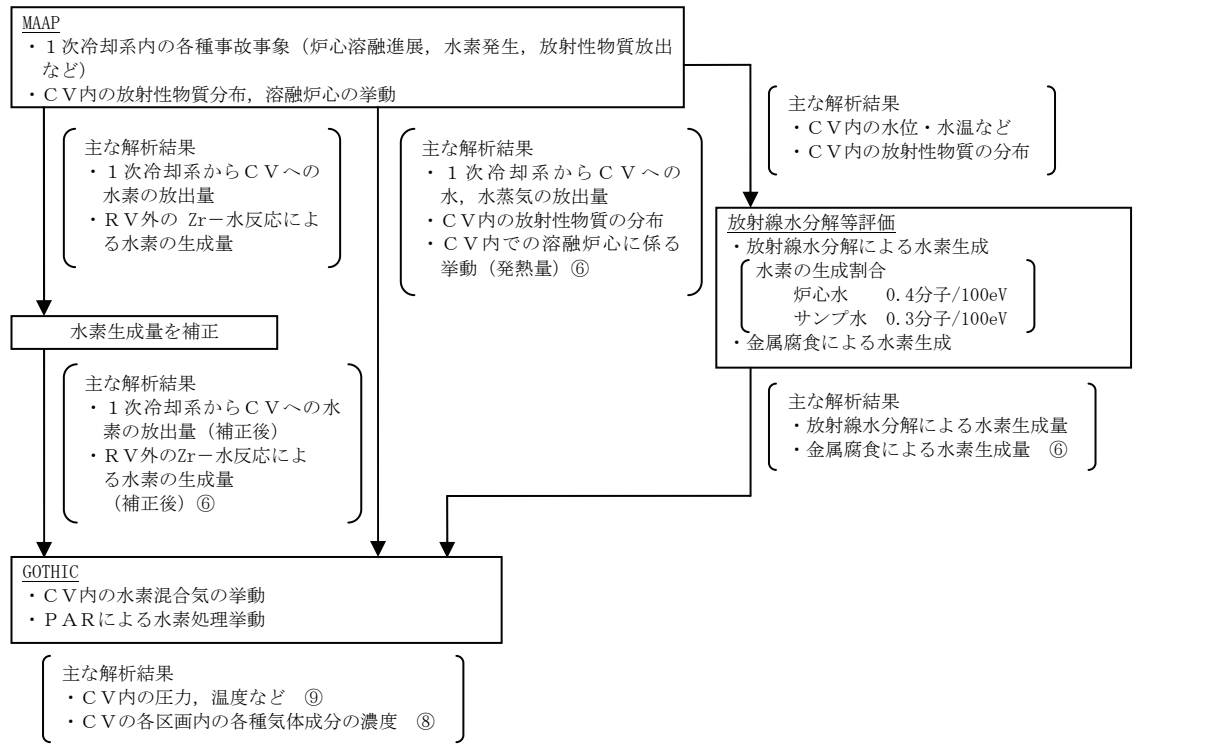
※１：判断項目
・外部電源が喪失し，全ての常用母線及び非常用母線への受電失敗により，電圧が 0V を確認する。
※２：漏えい及び漏えい規模は，以下で判断する。
・加圧器圧力及び水位の低下
・原子炉格納容器圧力及び温度の上昇
・格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇
・格納容器エリアモニタ指示の上昇
・１次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下（大規模な漏えい）
※３：炉心損傷判断後，１次冷却材圧力計指示が 2.0MPa［gage］以上の場合に実施する。
※４：全交流動力電源喪失時は，代替電源受電後に起動する。
※５：電源が確保され，常設低圧代替注水ポンプ起動準備が整い，炉心損傷を判断すれば代替格納容器スプレイを実施する。
※６：原子炉補機冷却水系が使用可能な場合は，原子炉補機冷却水系による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器雰囲気を除熱する。

第 7.2.4.2 図　「水素燃焼」の対応手順の概要
（格納容器破損モード）

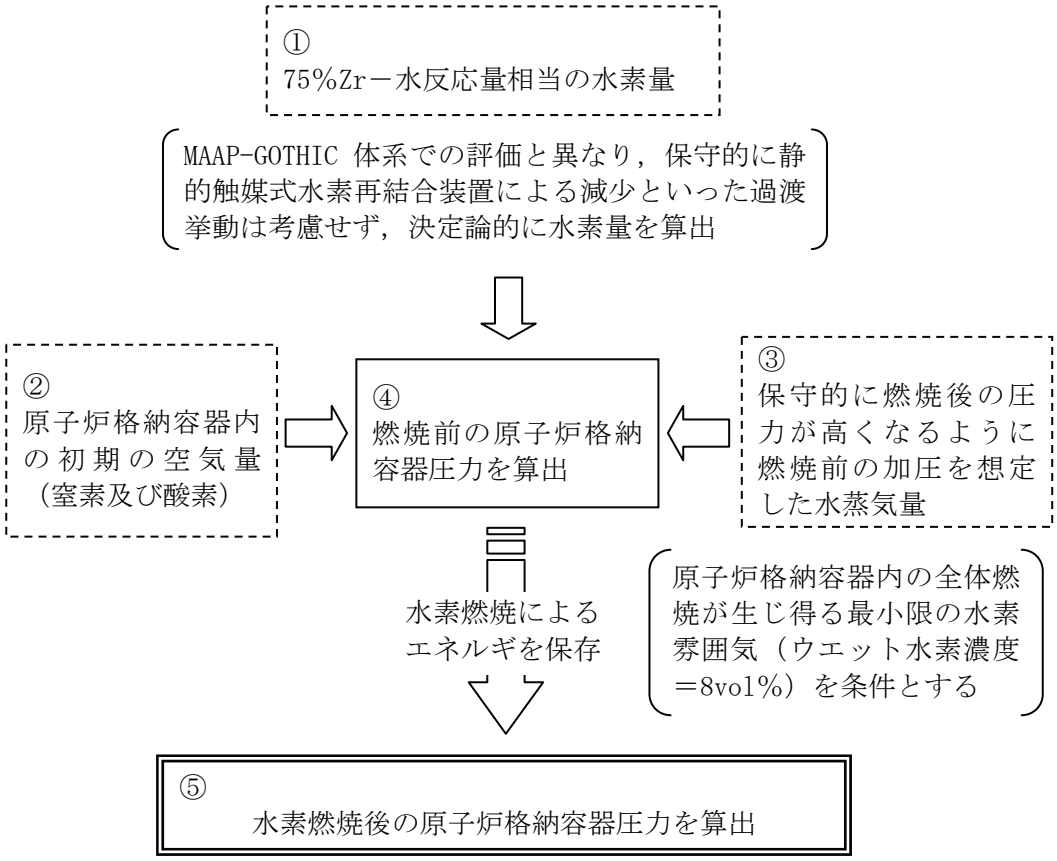


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

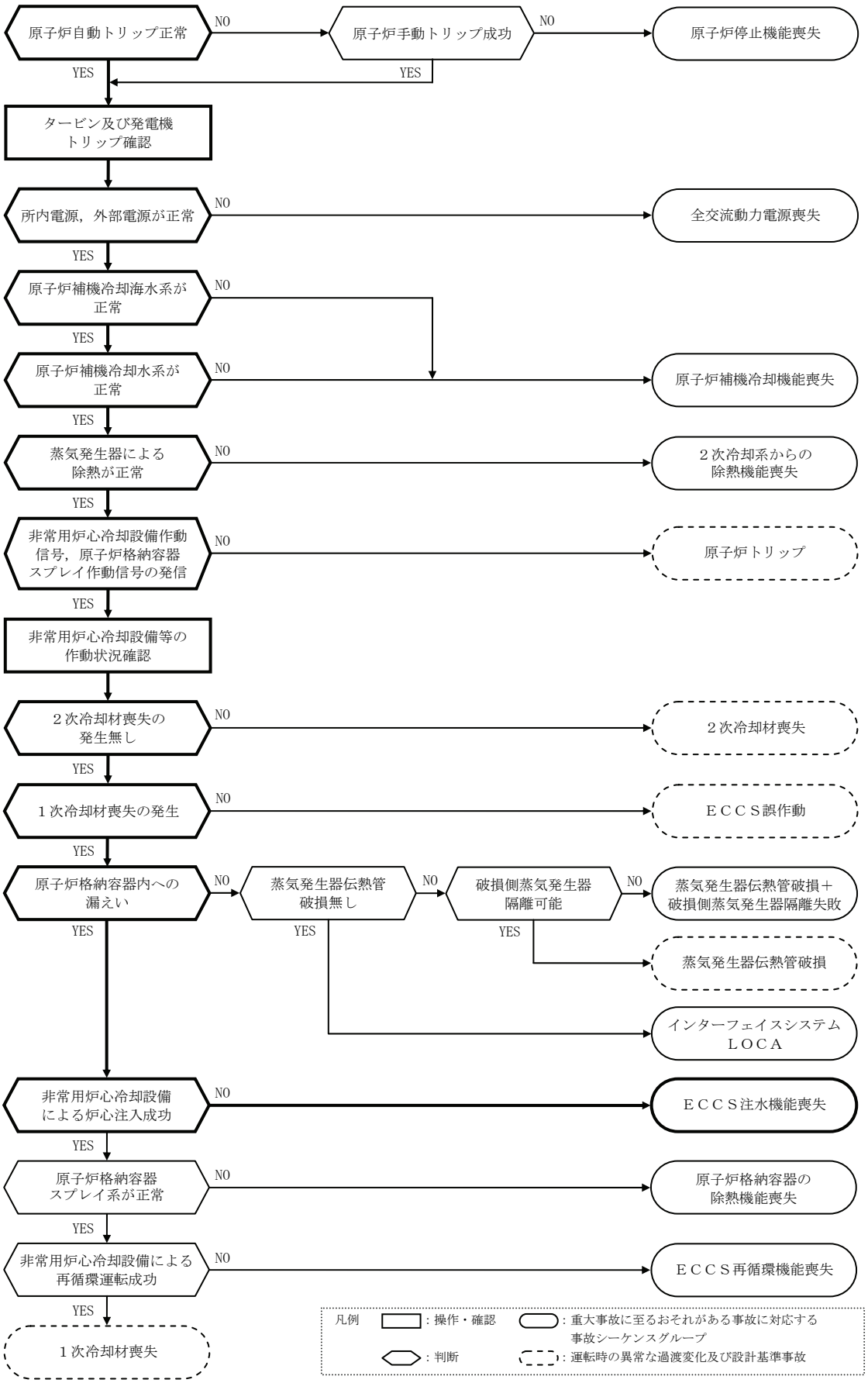
第 7.2.4.3 図　「水素燃焼」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）



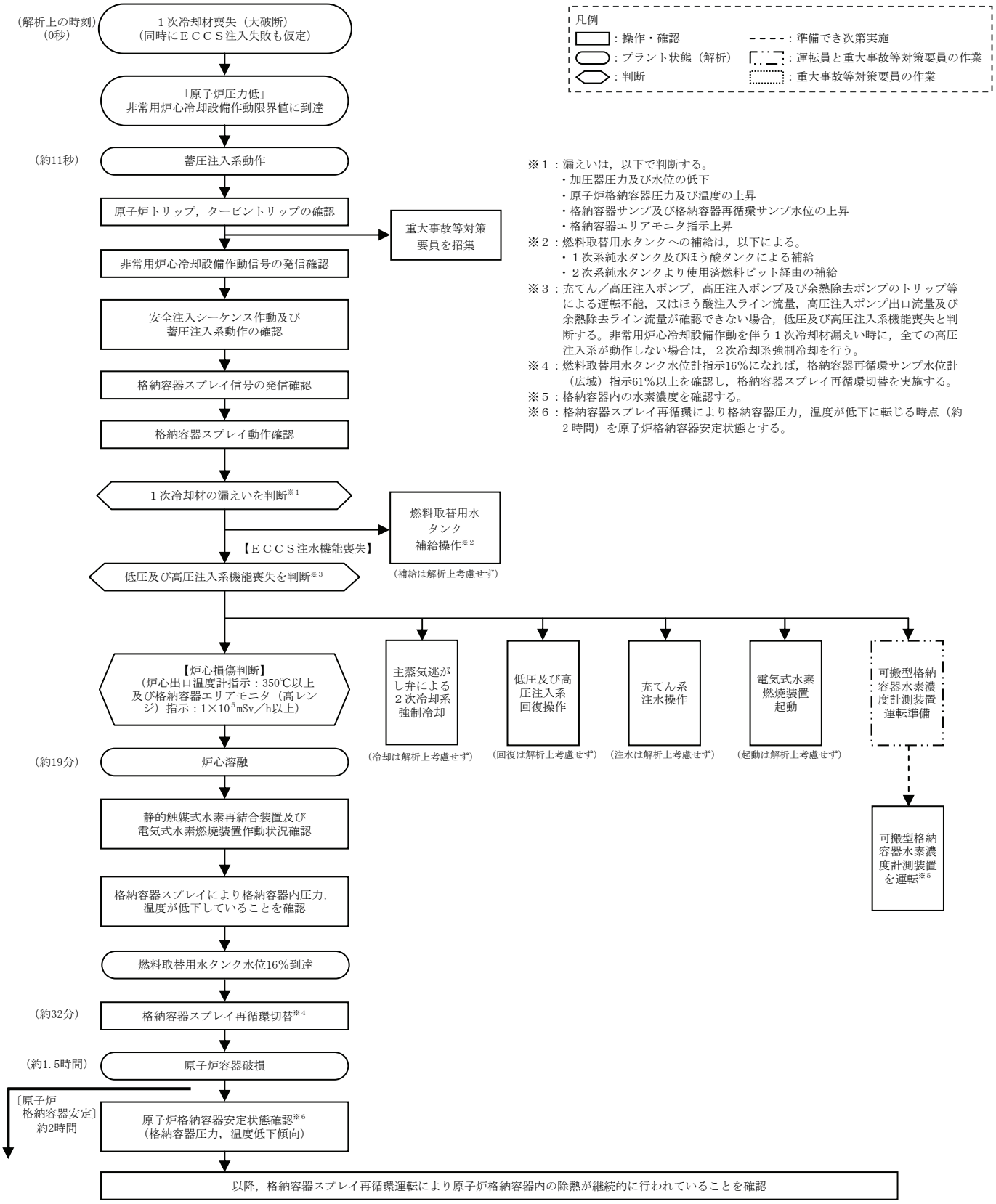
第 7.2.4.4 図　水素濃度評価の概要



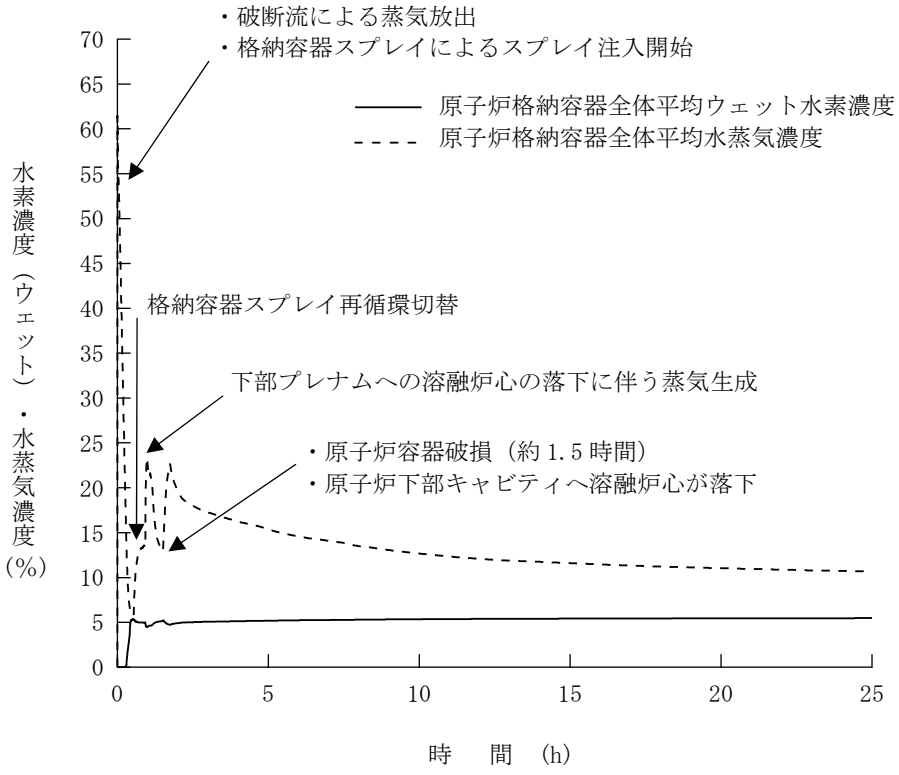
第7.2.4.5図　水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ



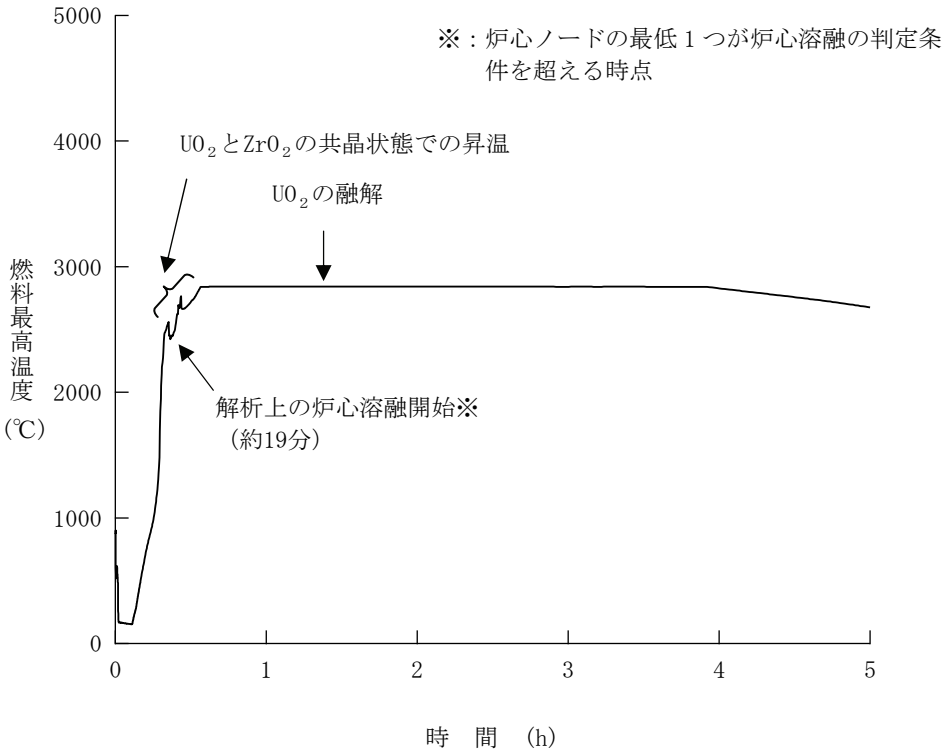
第 7.2.4.6 図　「水素燃焼」の事象進展（事象判別プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）



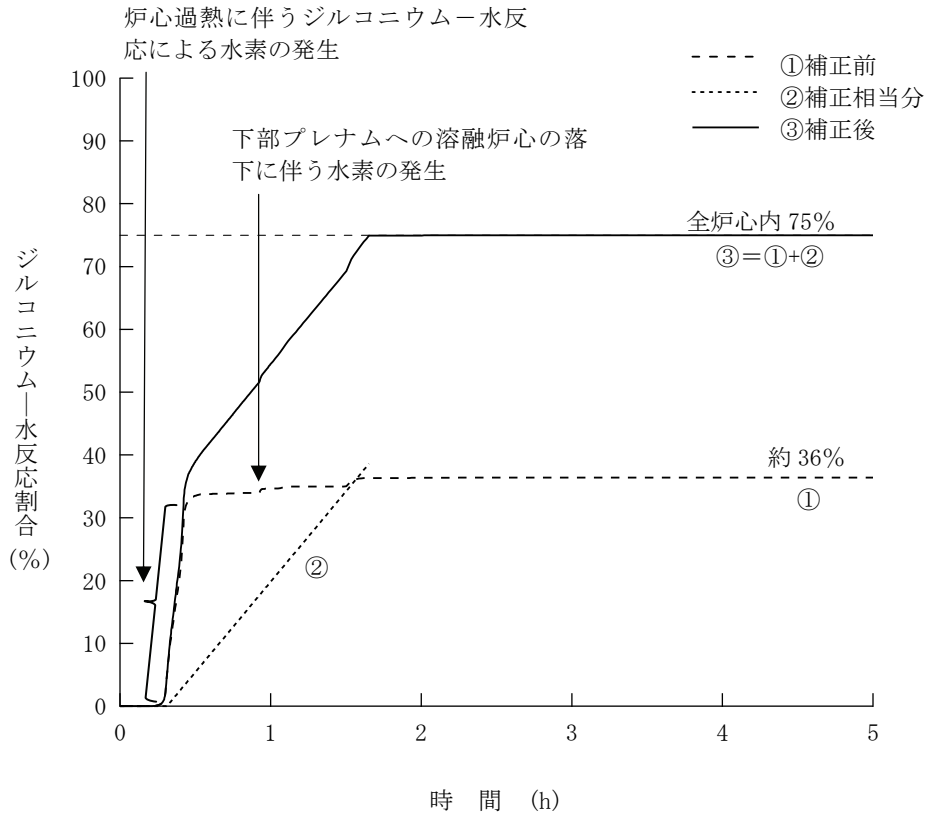
第7.2.4.7図　「水素燃焼」の事象進展
（大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）



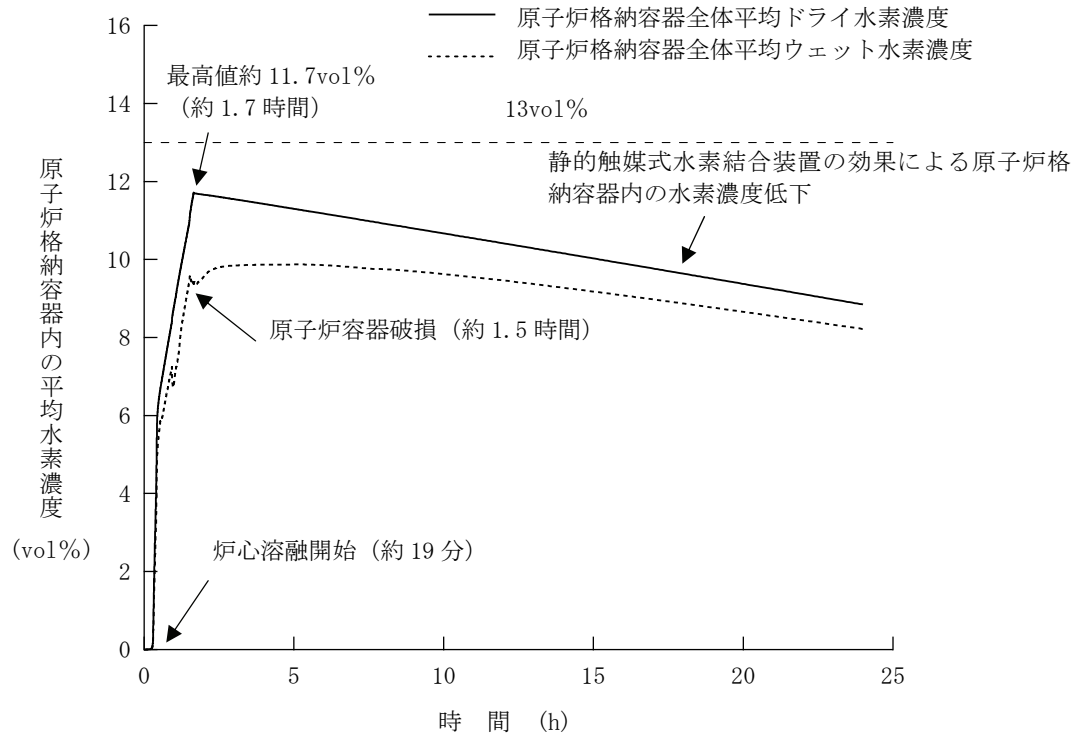
第 7.2.4.8 図　原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度の推移
（ＭＡＡＰ）



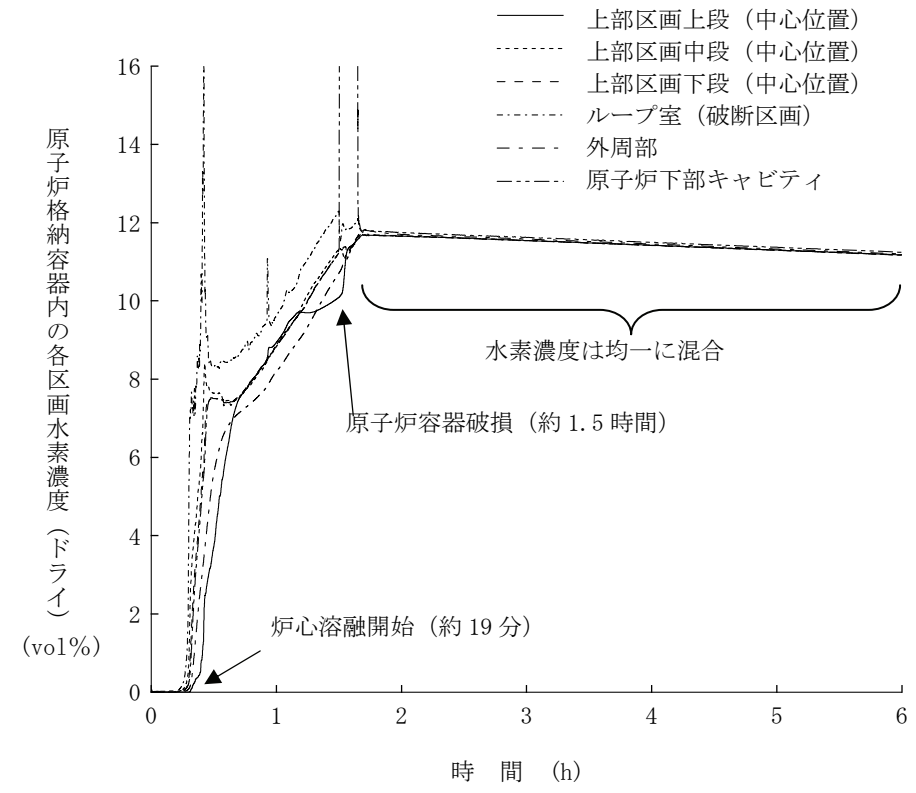
第7.2.4.9図　燃料最高温度の推移



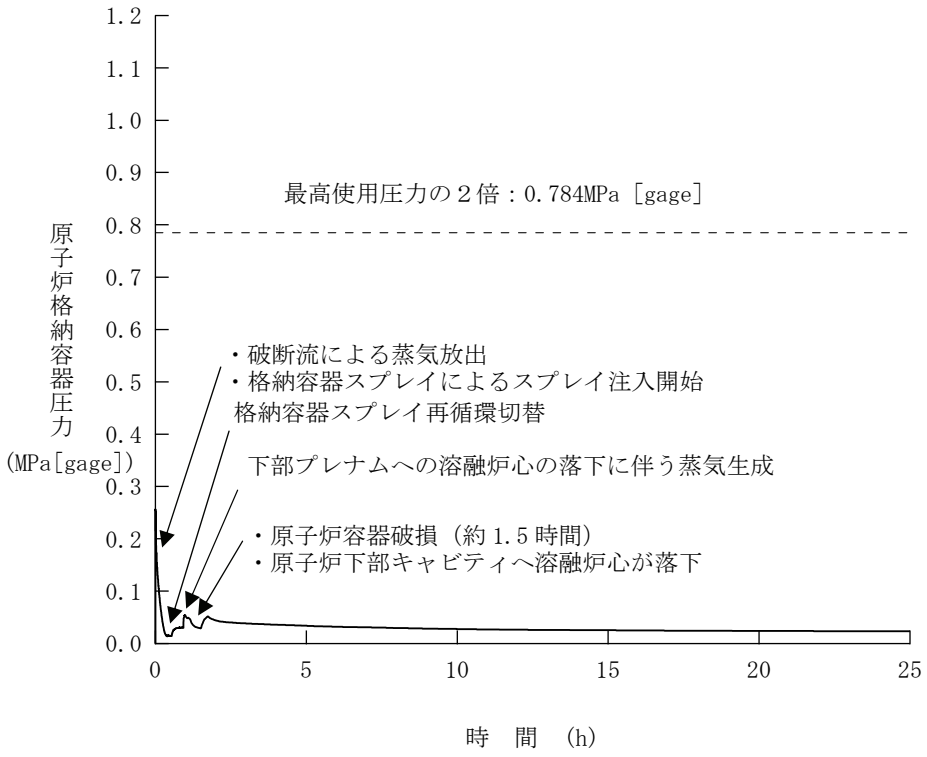
第 7.2.4.10 図　ジルコニウム－水反応割合の推移



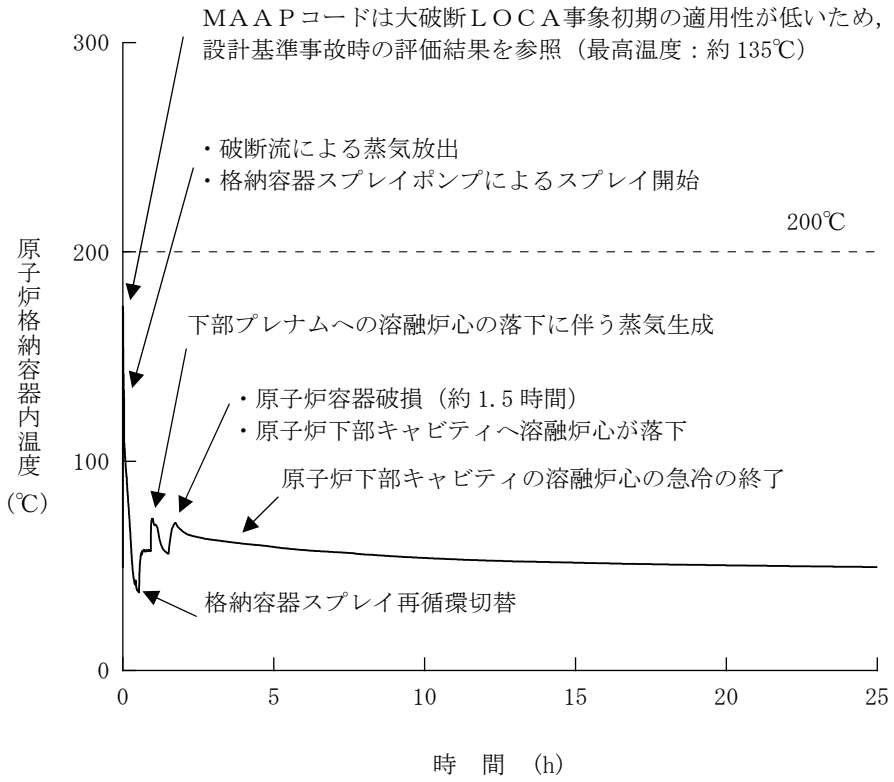
第7.2.4.11図　原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移（ＧＯＴＨＩＣ）



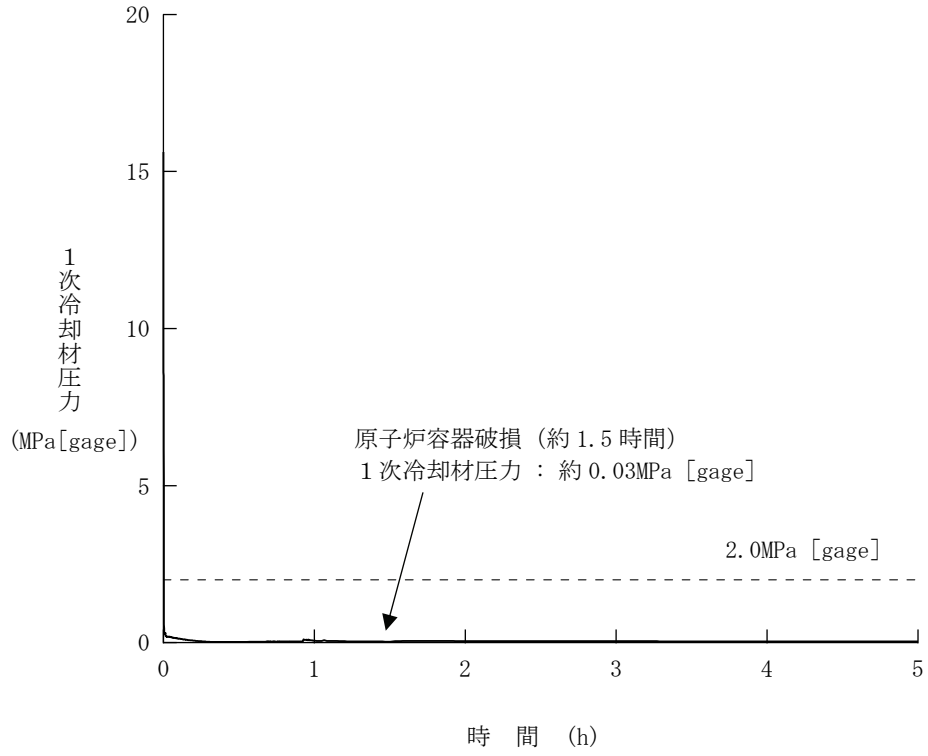
第 7.2.4.12 図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）の推移（ＧＯＴＨＩＣ）



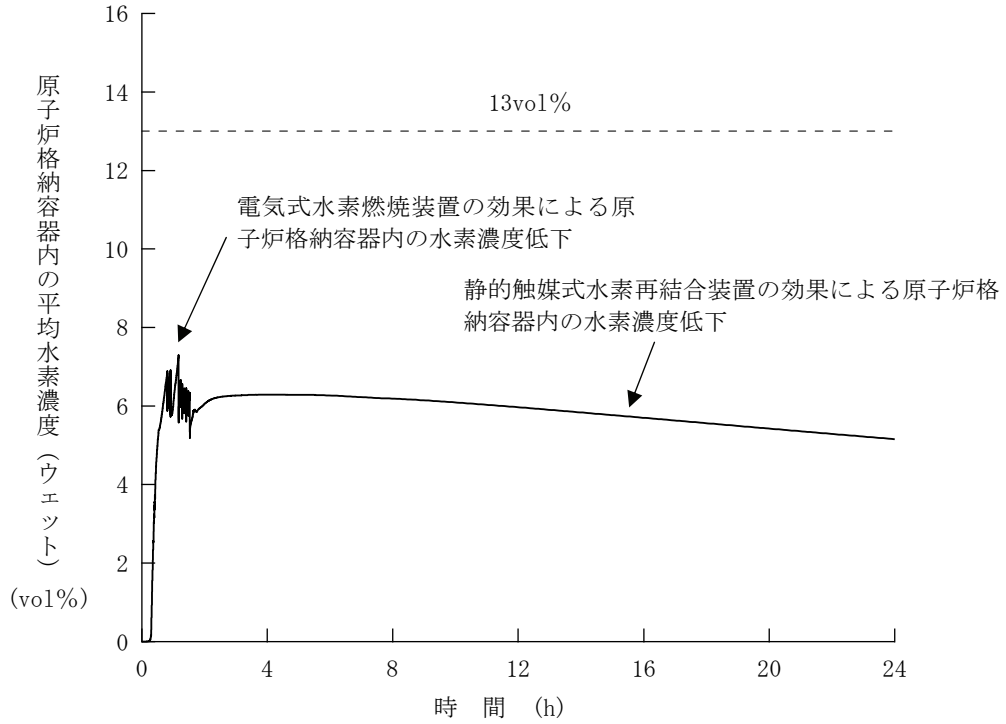
第7.2.4.13図　原子炉格納容器圧力の推移



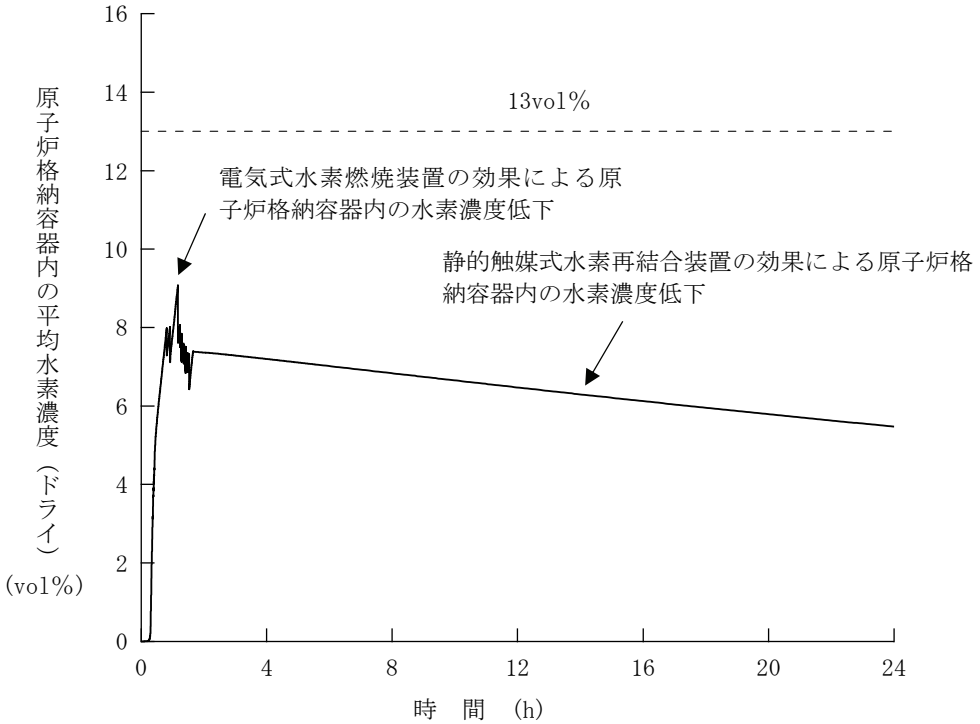
第 7.2.4.14 図　原子炉格納容器内温度の推移



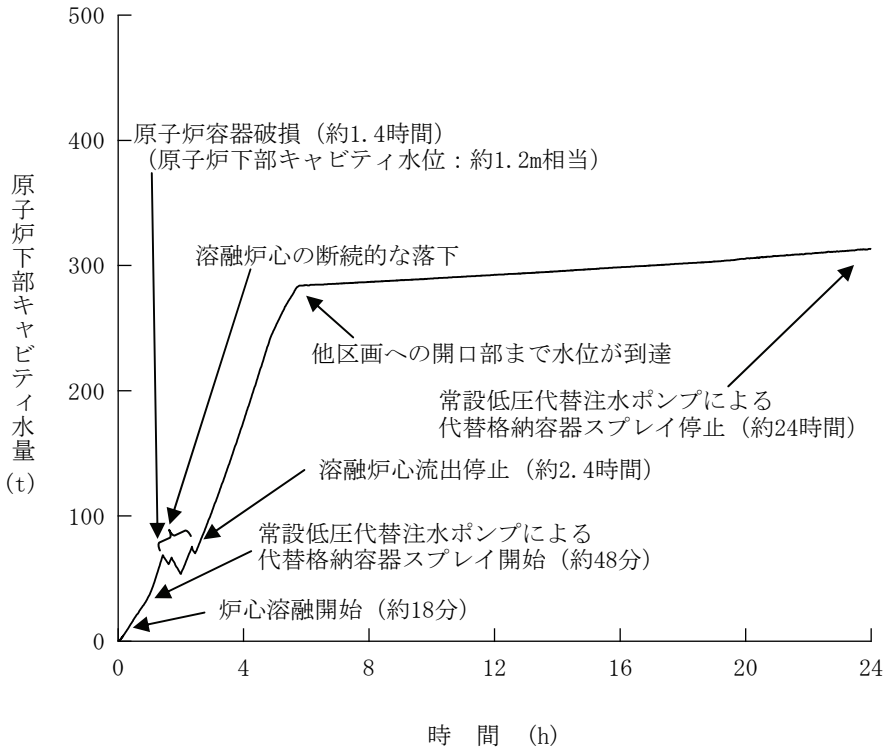
第 7.2.4.15 図　１次冷却材圧力の推移



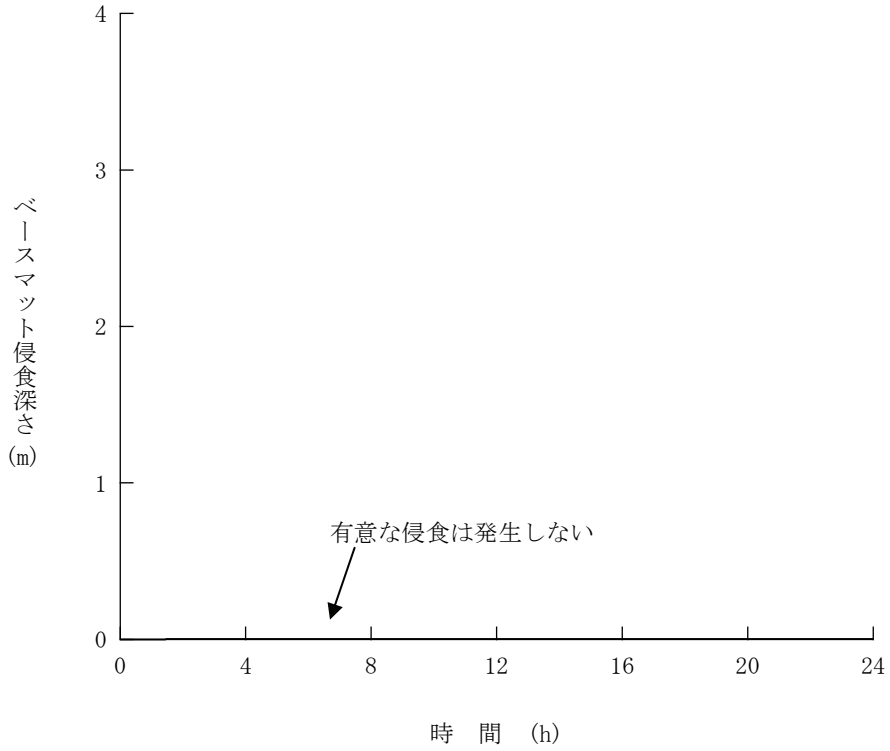
第 7.2.4.16 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移
（電気式水素燃焼装置の効果に期待する場合）



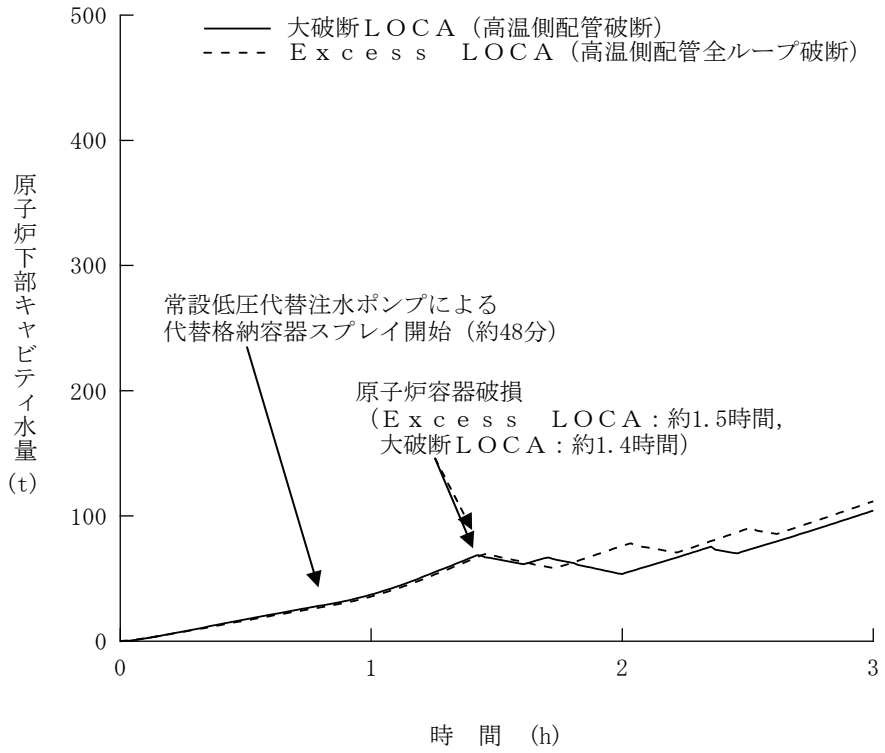
第 7.2.4.17 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移
（電気式水素燃焼装置の効果に期待する場合）



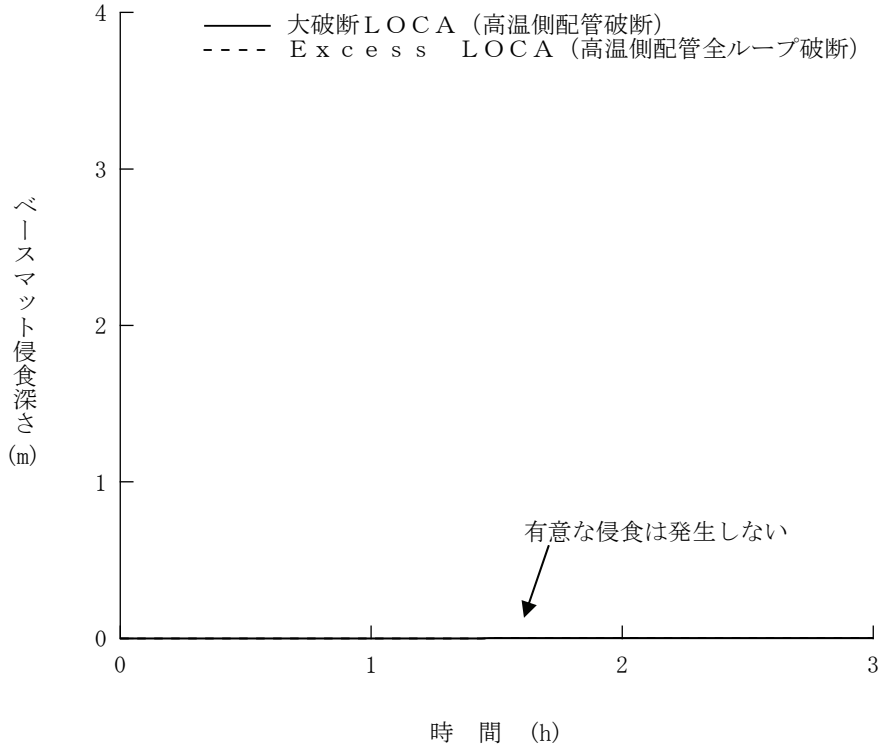
第 7.2.5.1 図　原子炉下部キャビティ水量の推移



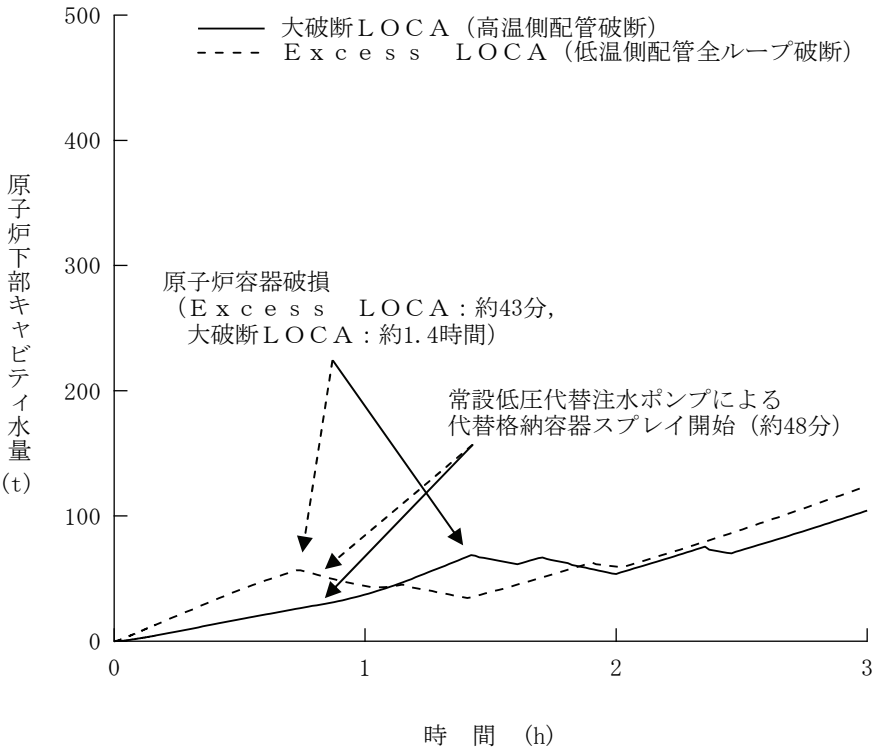
第 7.2.5.2 図　ベースマット侵食深さの推移



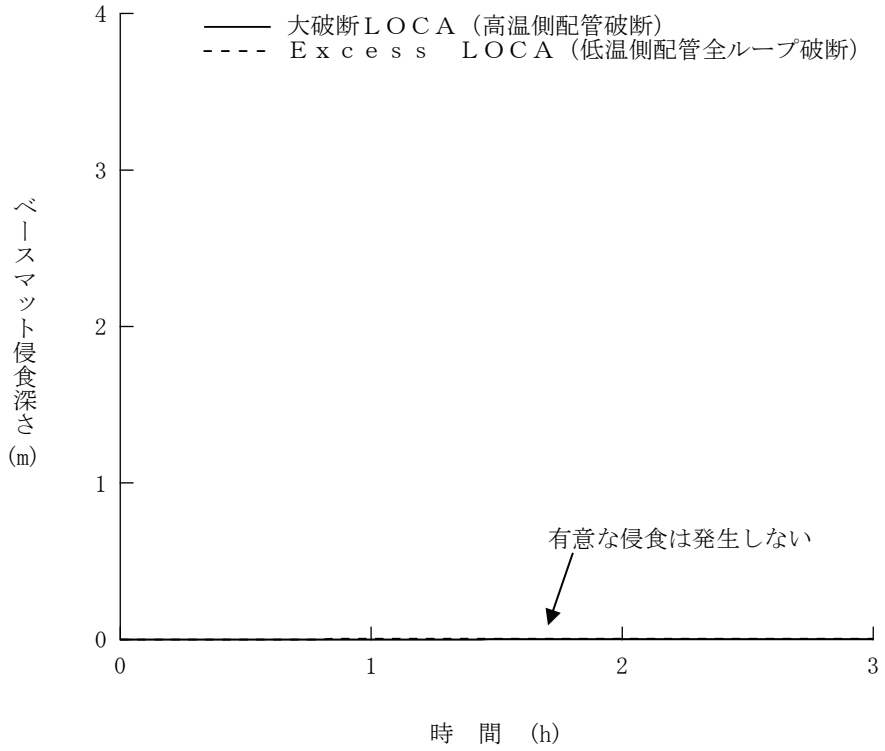
第 7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



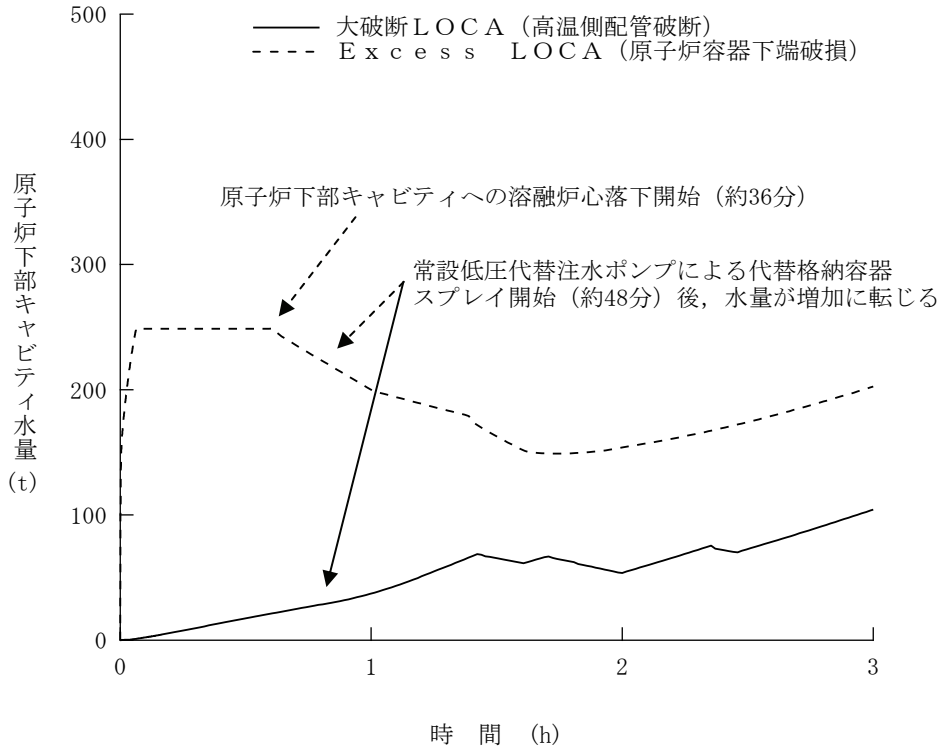
第 7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



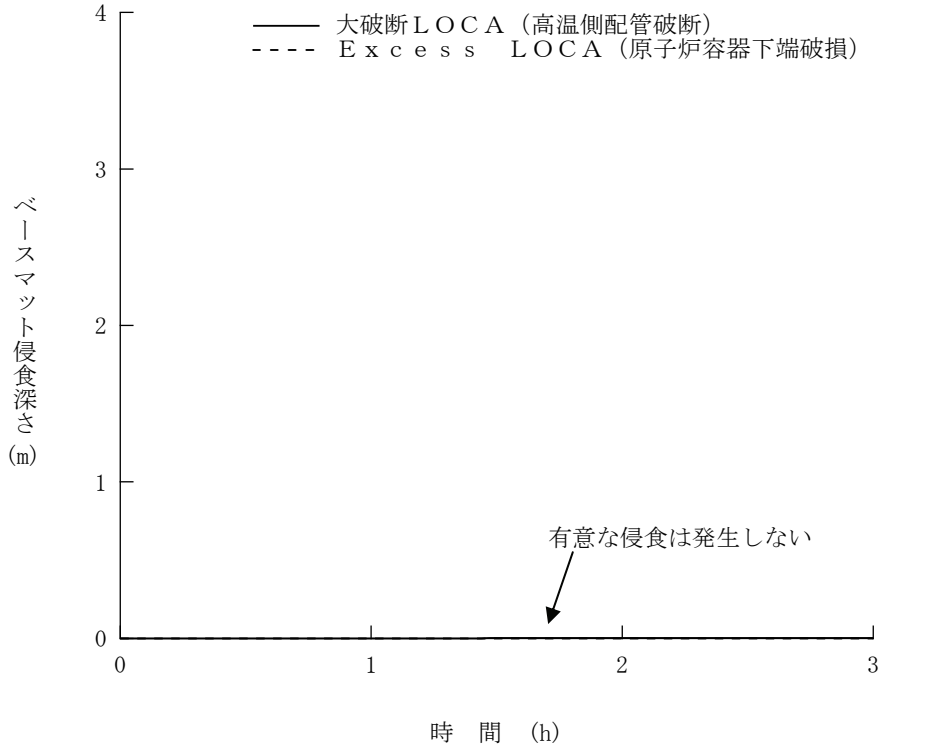
第 7.2.5.5 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



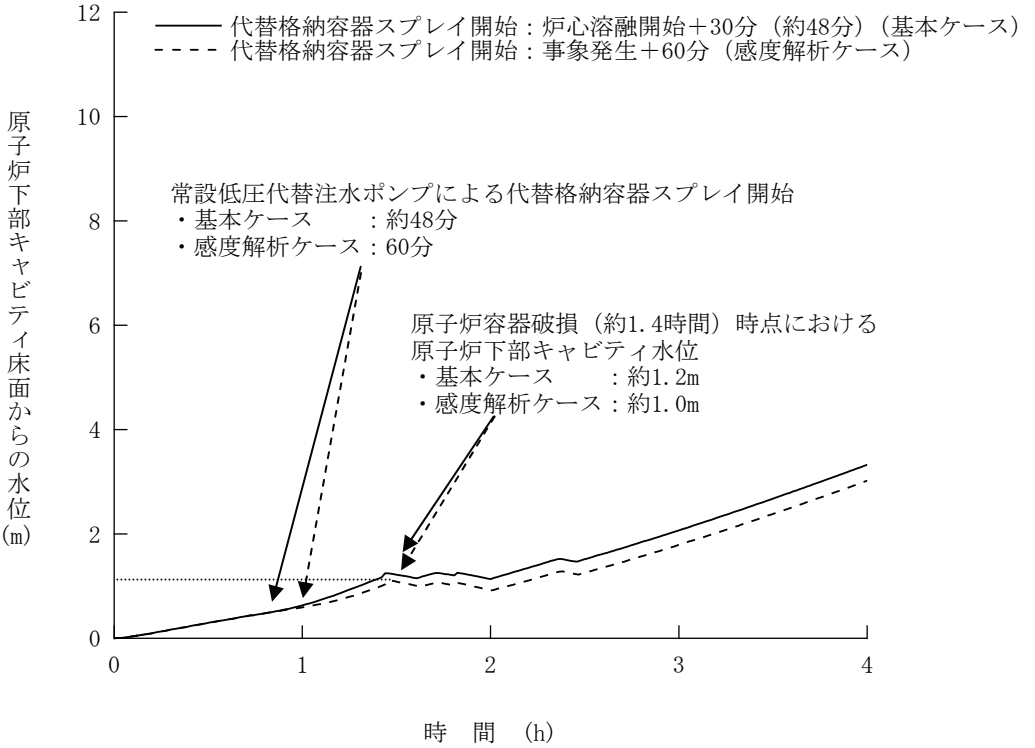
第 7.2.5.6 図　ベースマット侵食深さの推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



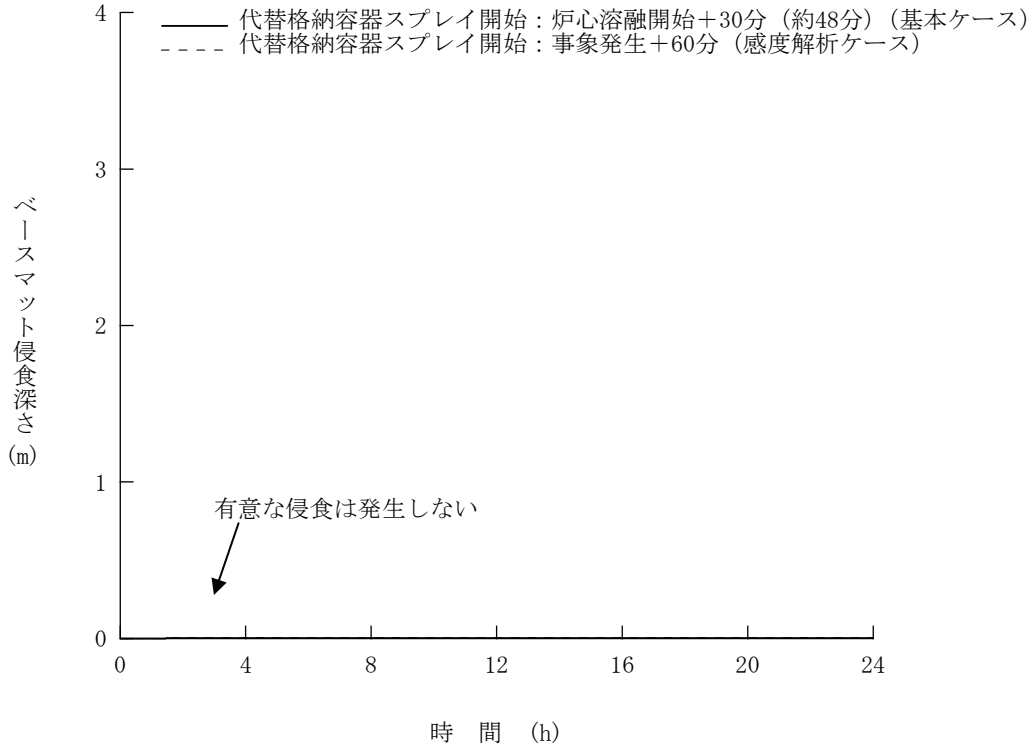
第 7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



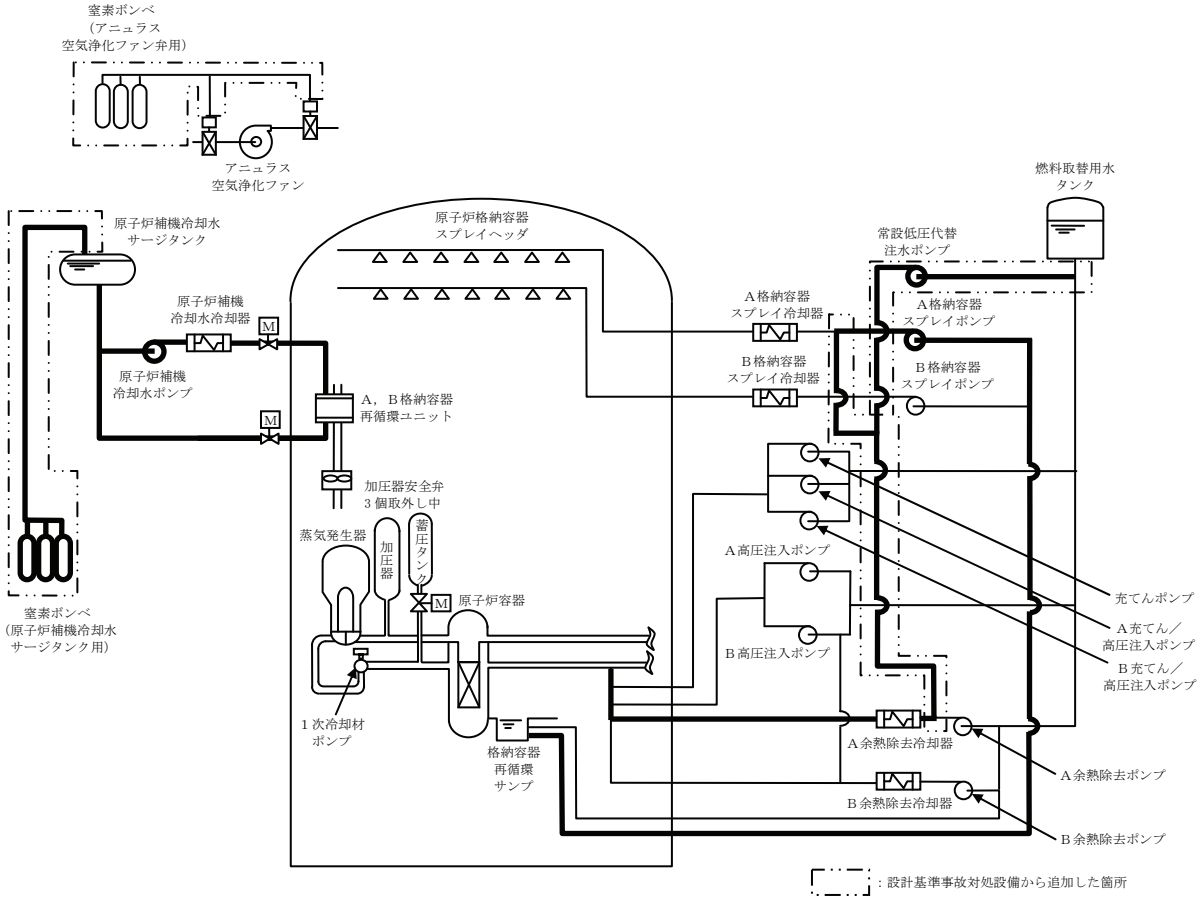
第 7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



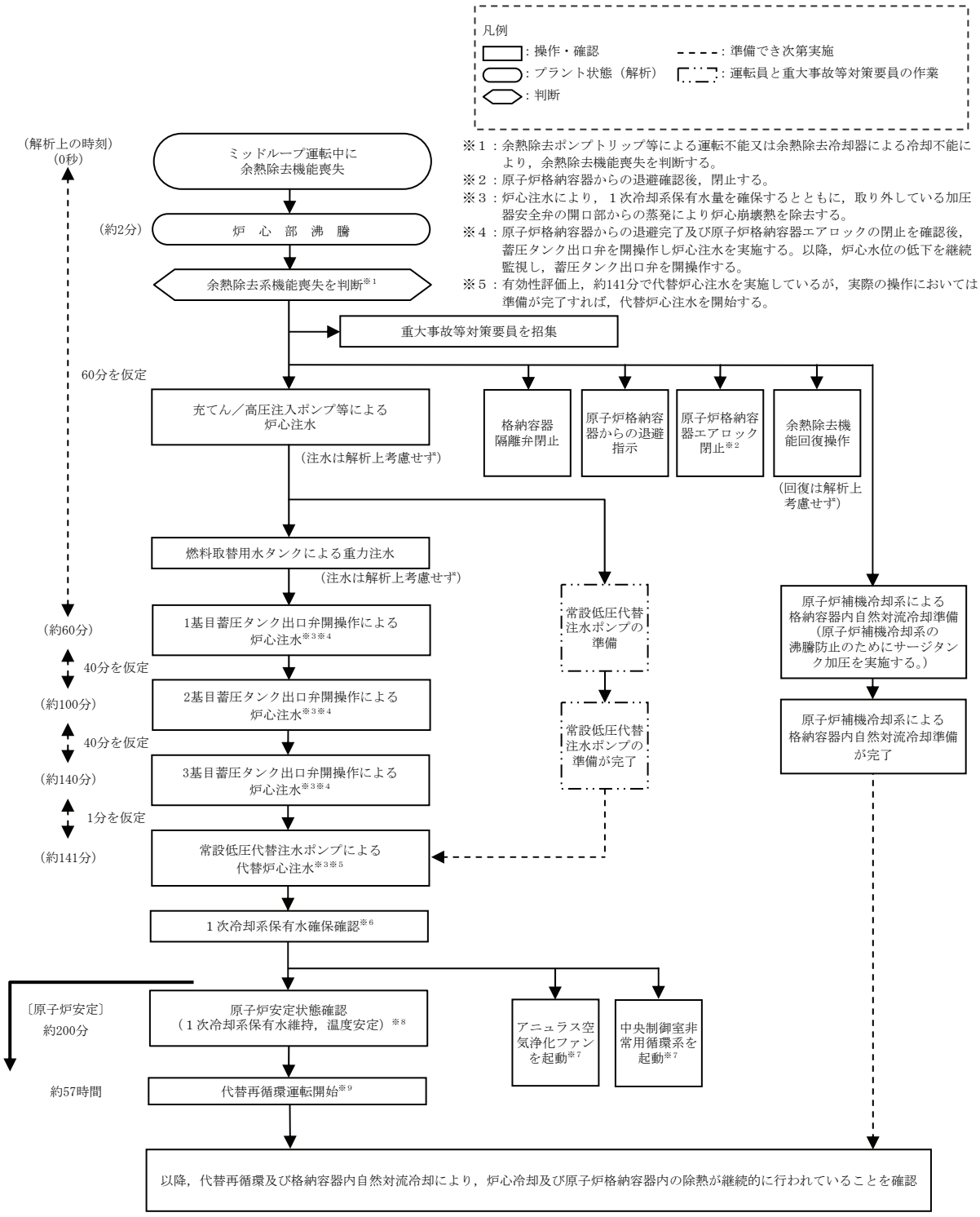
第 7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）



第 7.2.5.10 図　ベースマット侵食深さの推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

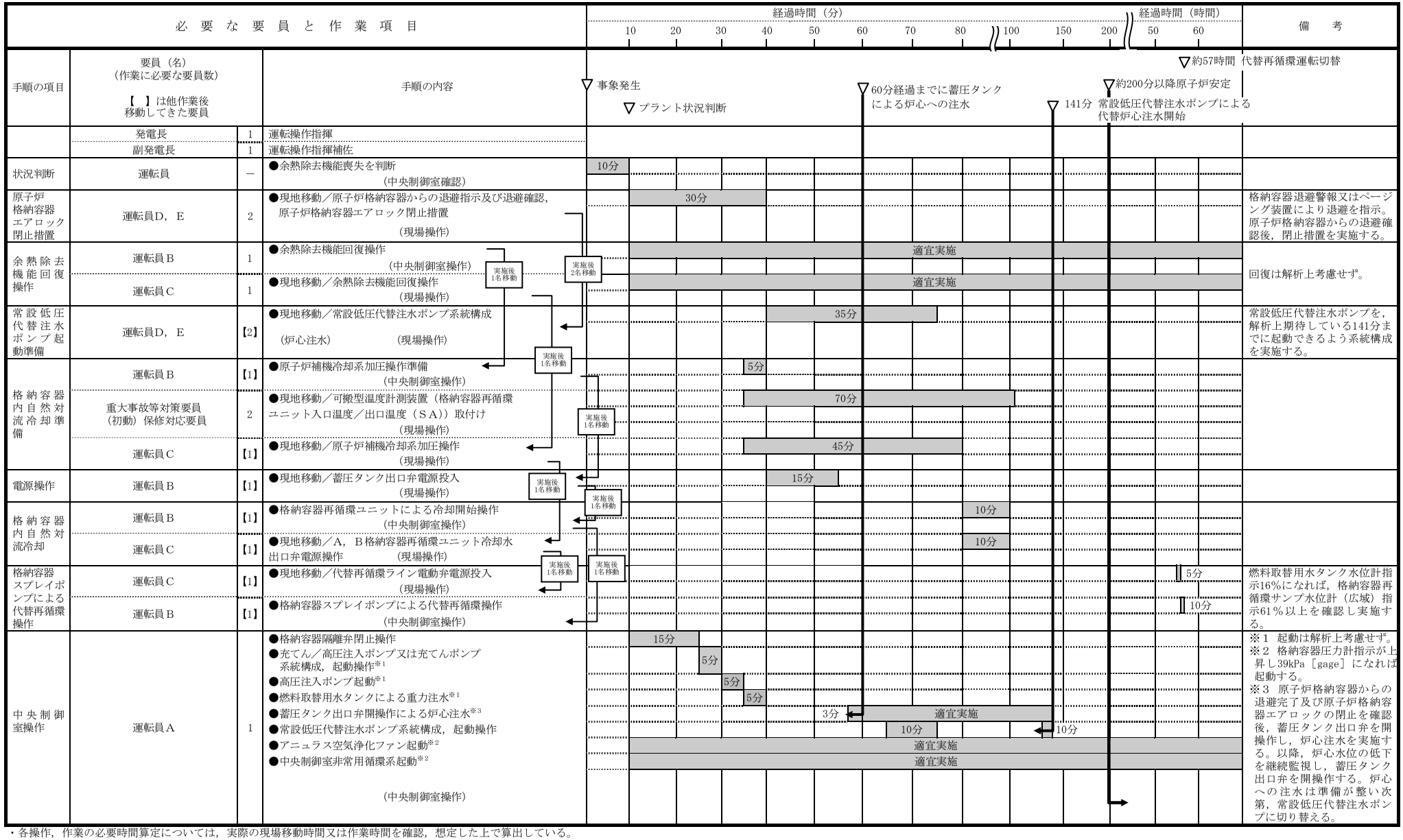


第 7.4.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重大事故等対策の概略系統図



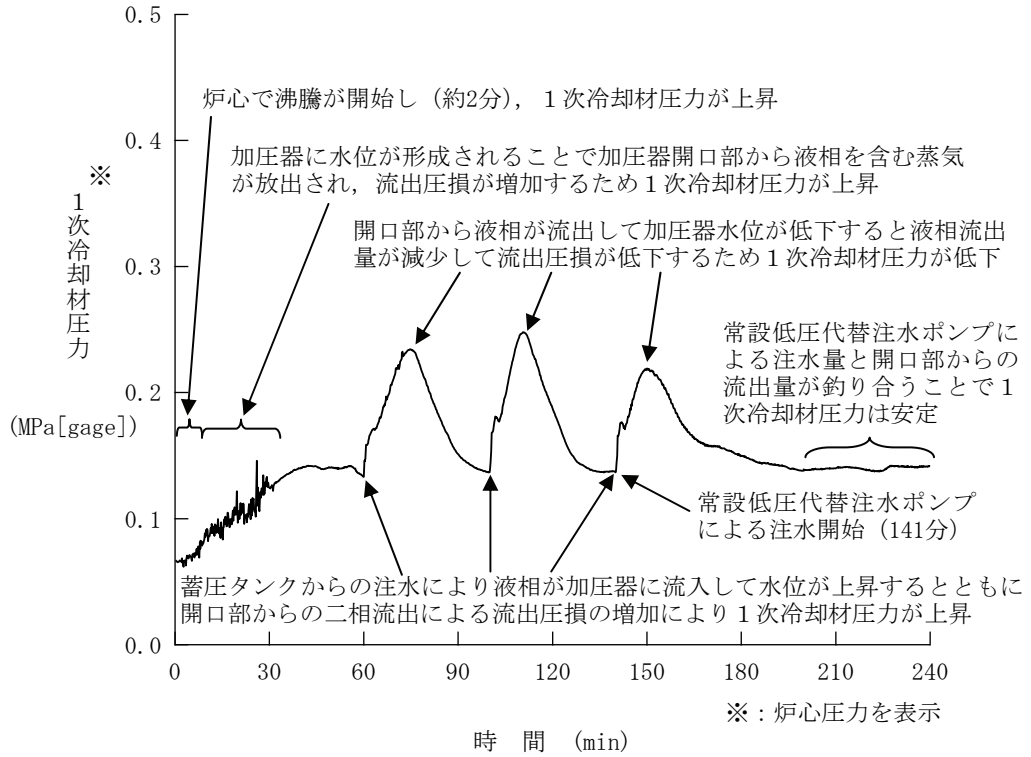
※６：１次冷却系ループ水位計，加圧器水位計等で１次冷却系保有水が確保されていることを確認する。
※７：格納容器圧力計指示が上昇し39kPa［gage］になれば起動する。
※８：炉心への注水により，１次冷却系の保有水が維持されており，１次冷却材圧力により推定される１次冷却材温度が安定する時点（約200分）を原子炉安定状態とする。
※９：燃料取替用水タンク水位計指示が16%になれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61%以上を確認し，格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替える。

第 7.4.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）

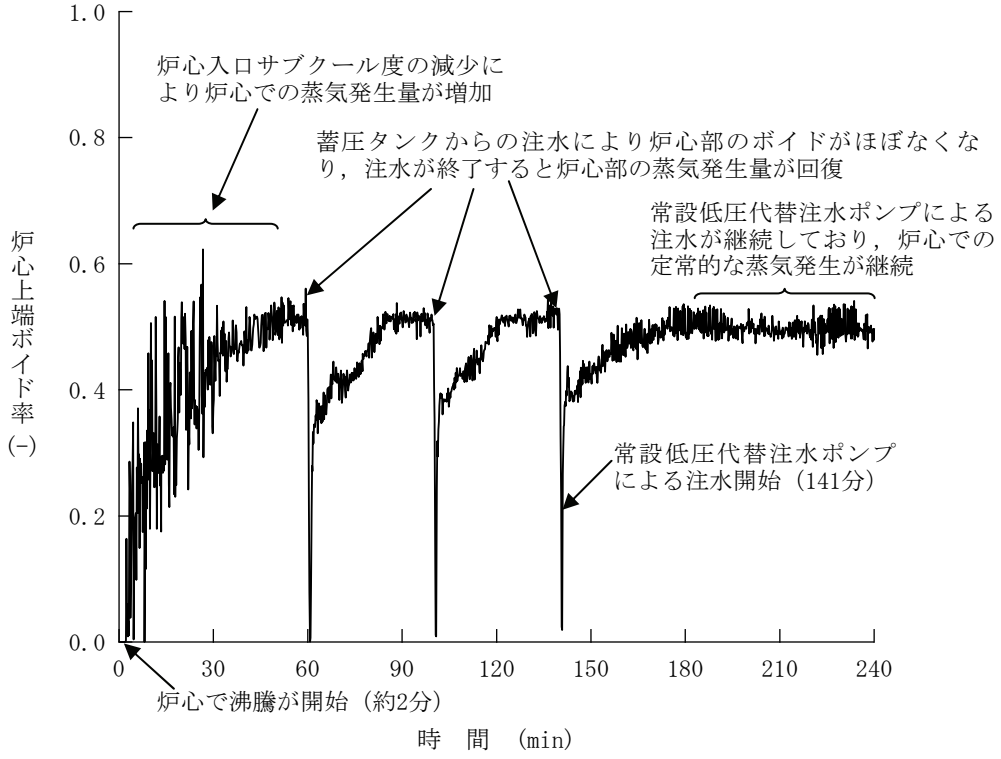


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

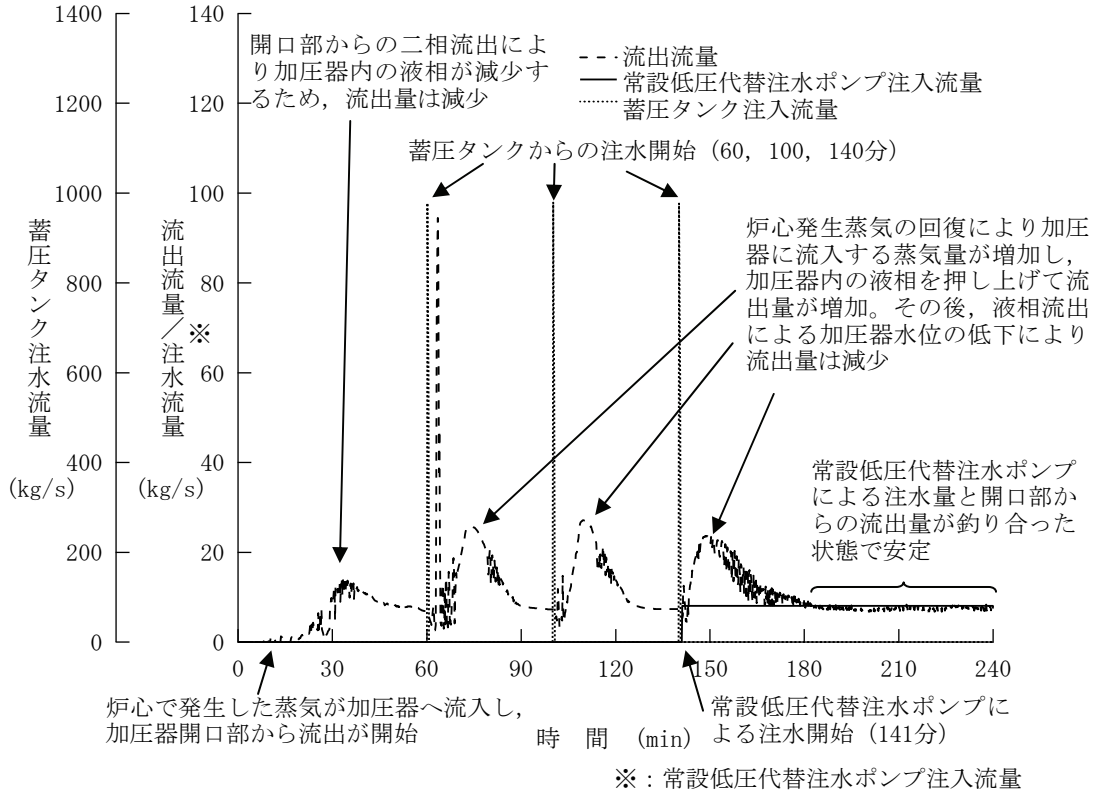
第 7.4.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）



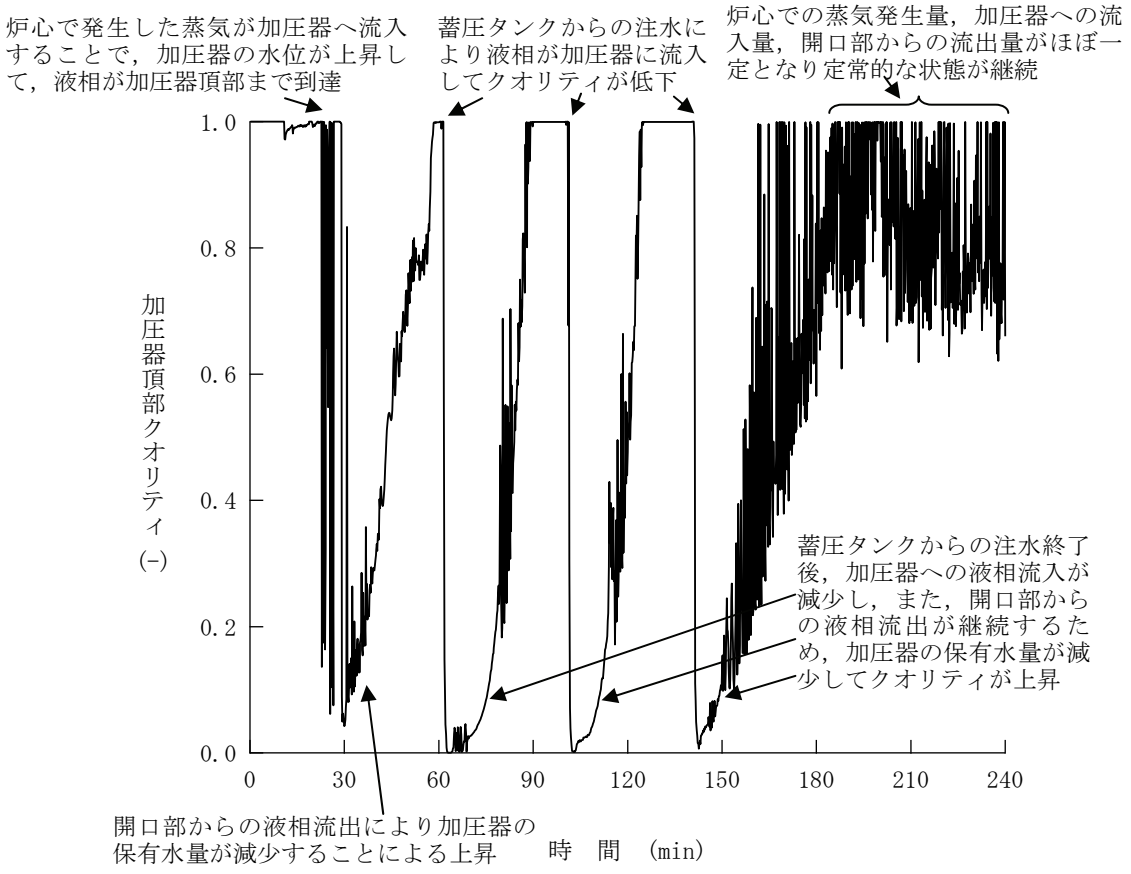
第 7.4.1.4 図　１次冷却材圧力の推移



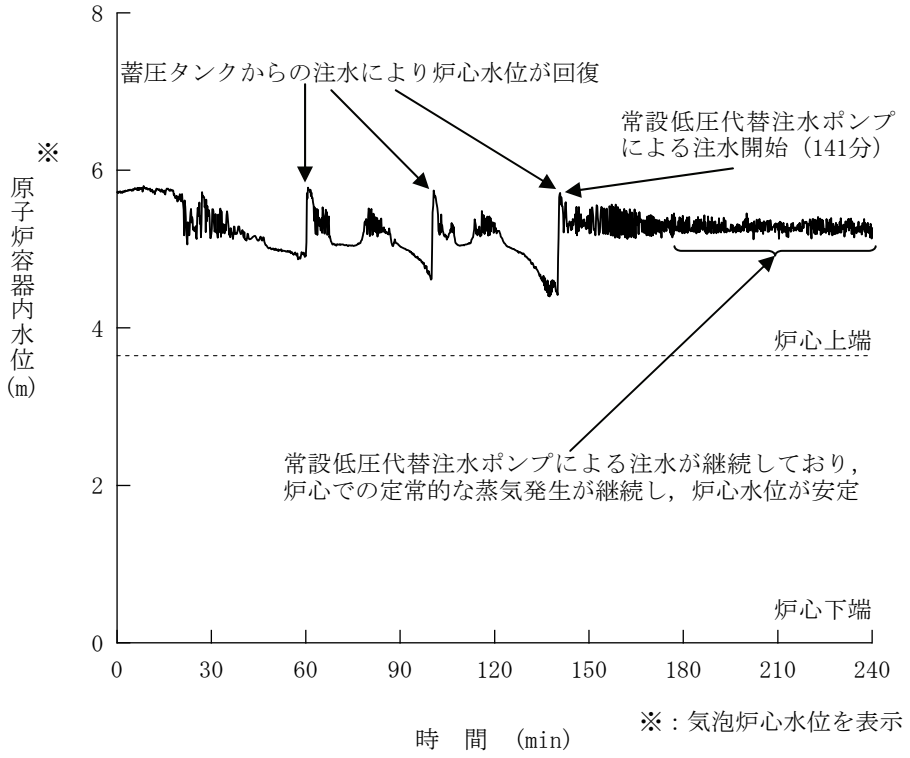
第 7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移



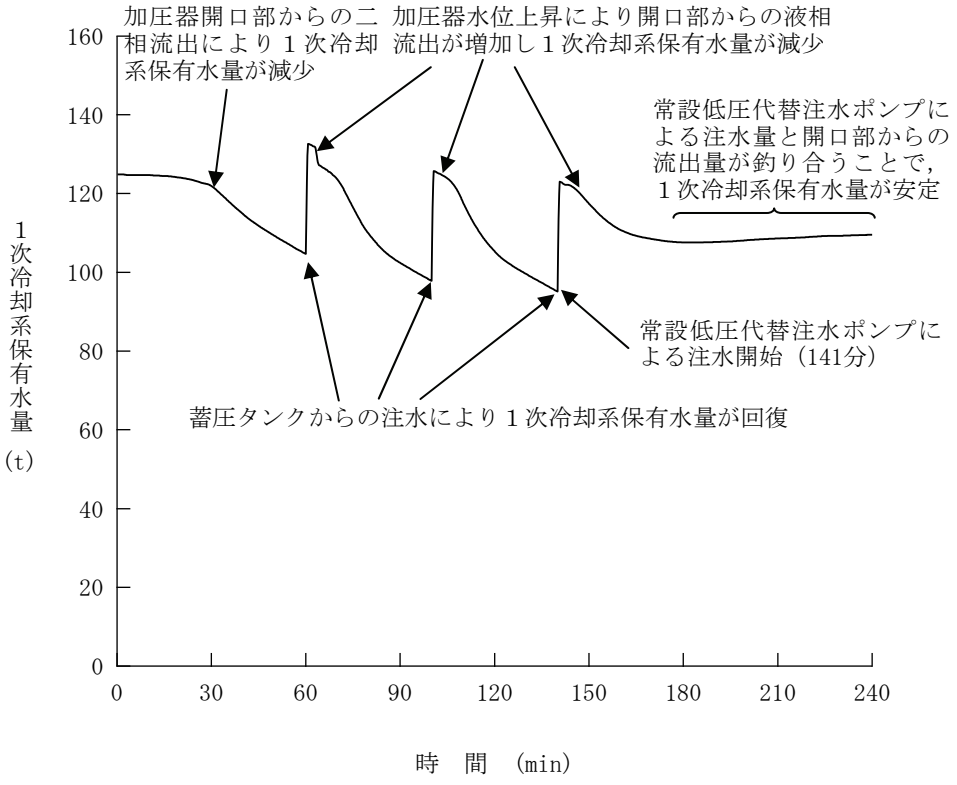
第 7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



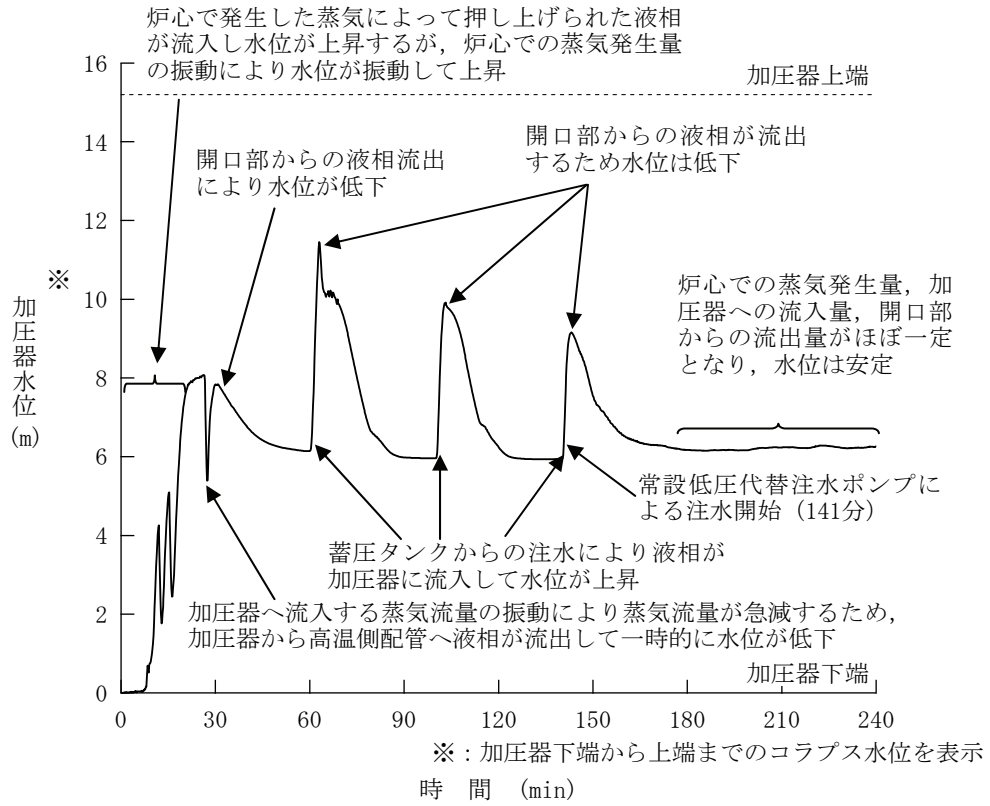
第 7.4.1.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



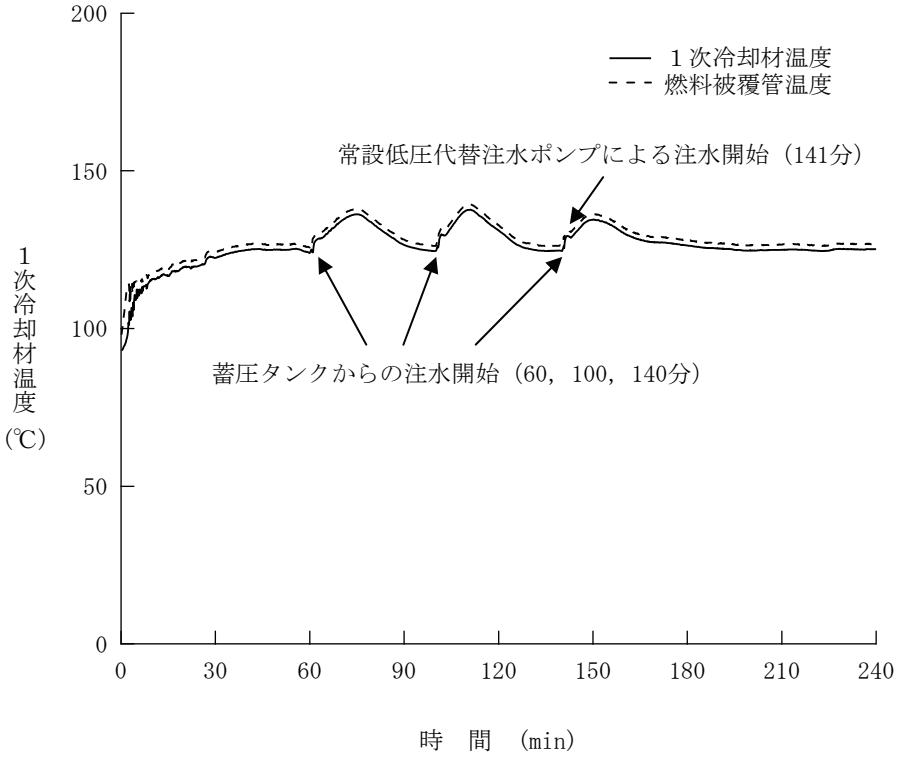
第 7.4.1.8 図　原子炉容器内水位の推移



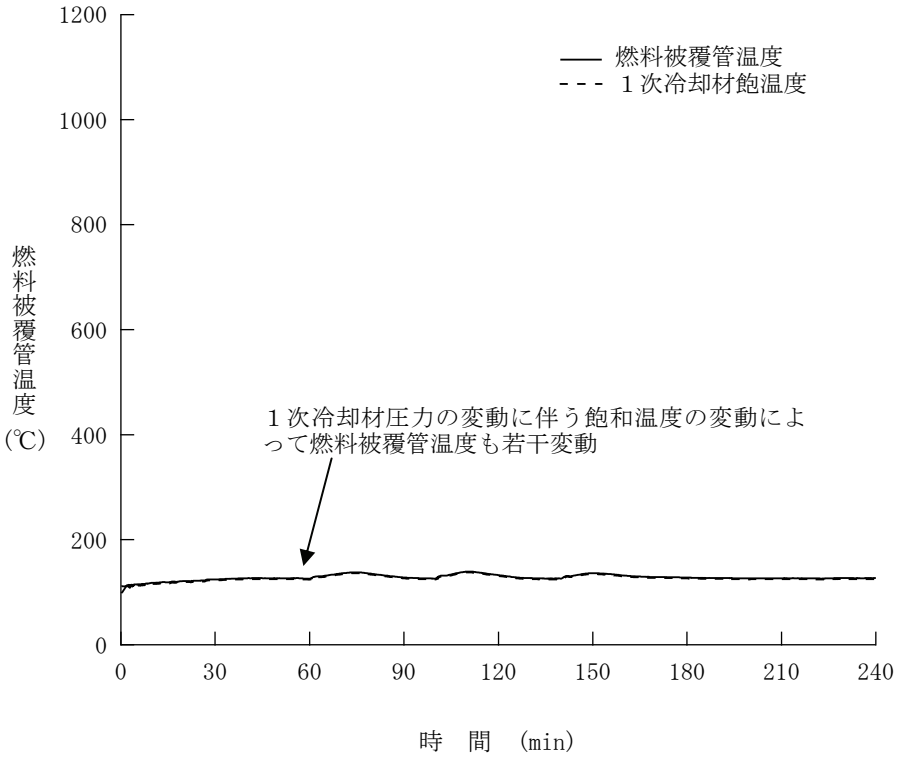
第 7.4.1.9 図　１次冷却系保有水量の推移



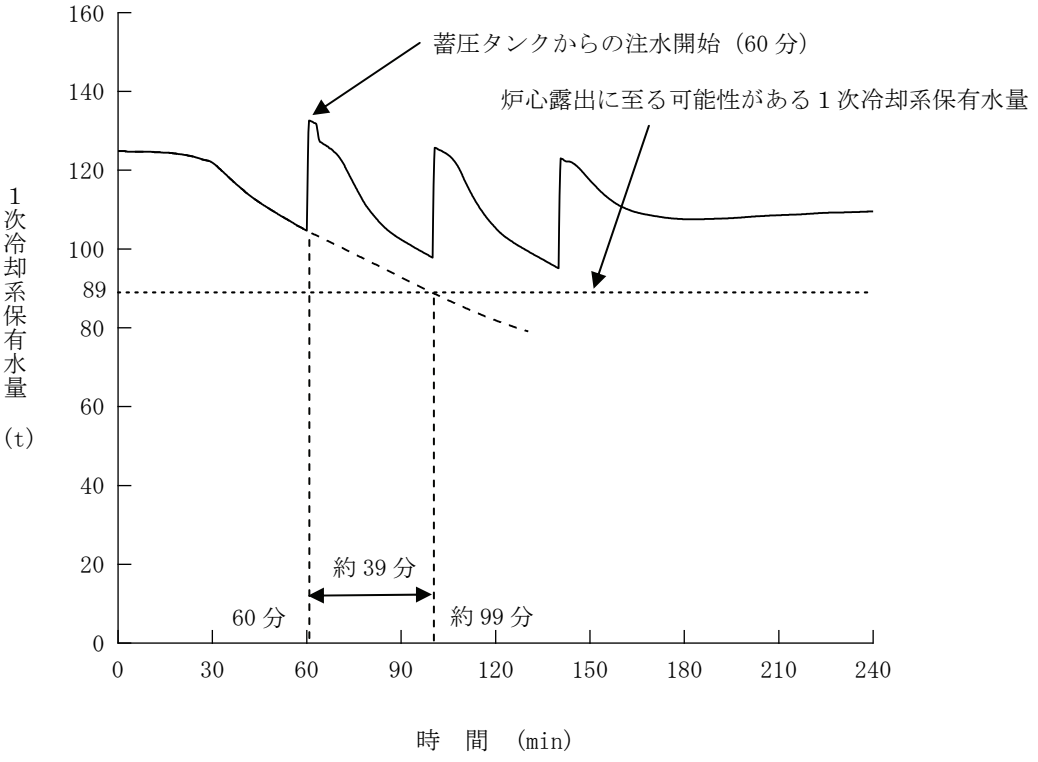
第 7.4.1.10 図　加圧器水位の推移



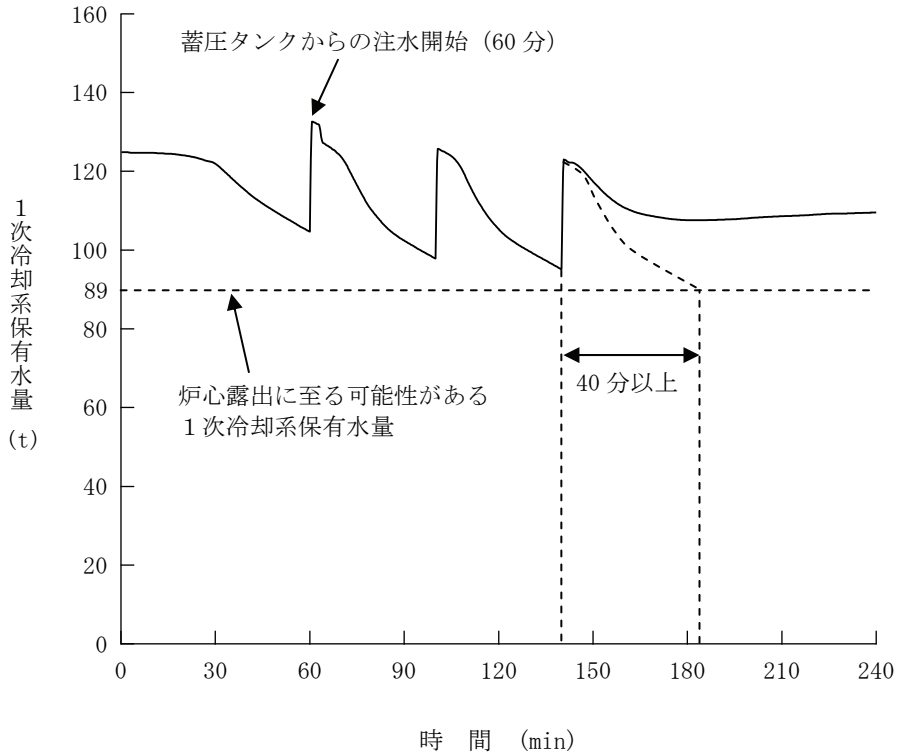
第7.4.1.11図　１次冷却材温度の推移



第 7.4.1.12 図　燃料被覆管温度の推移

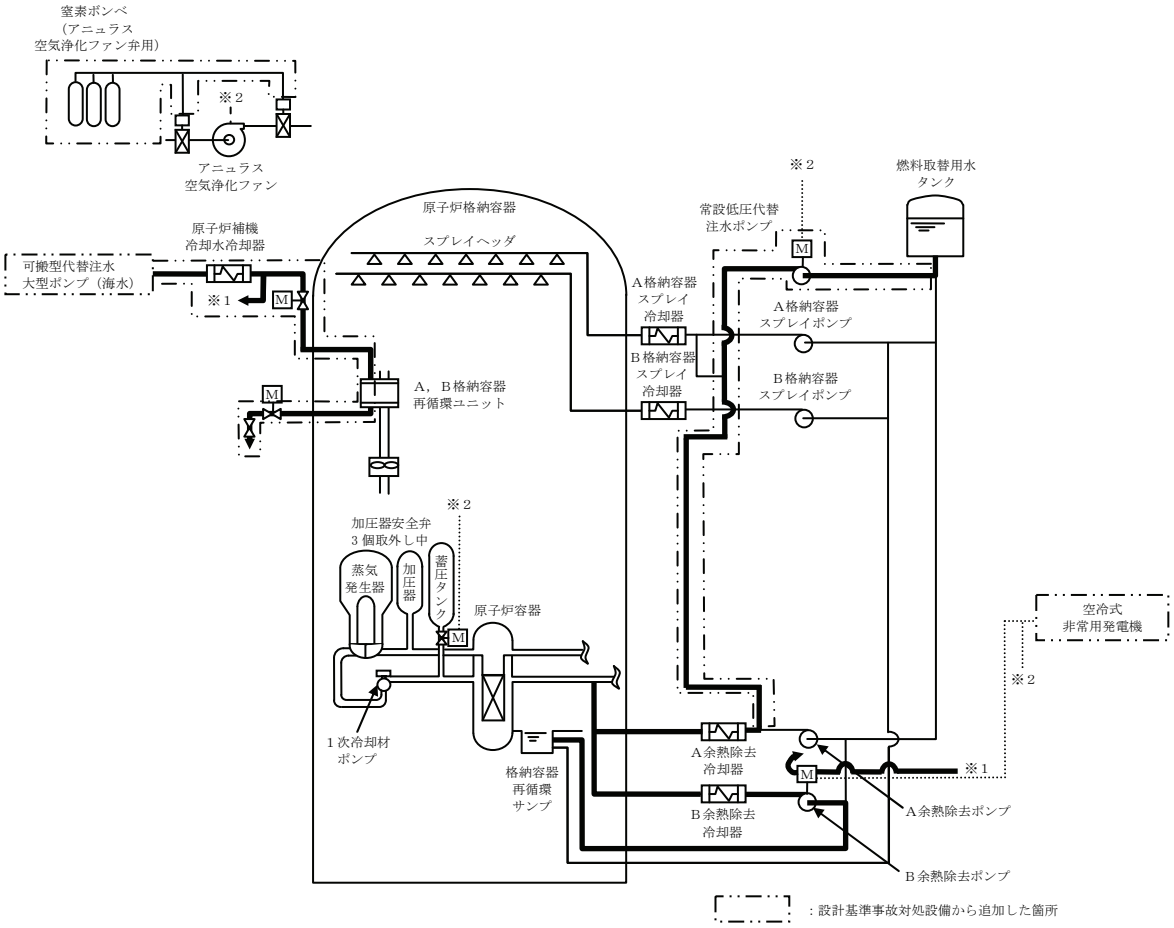


第7.4.1.13図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）

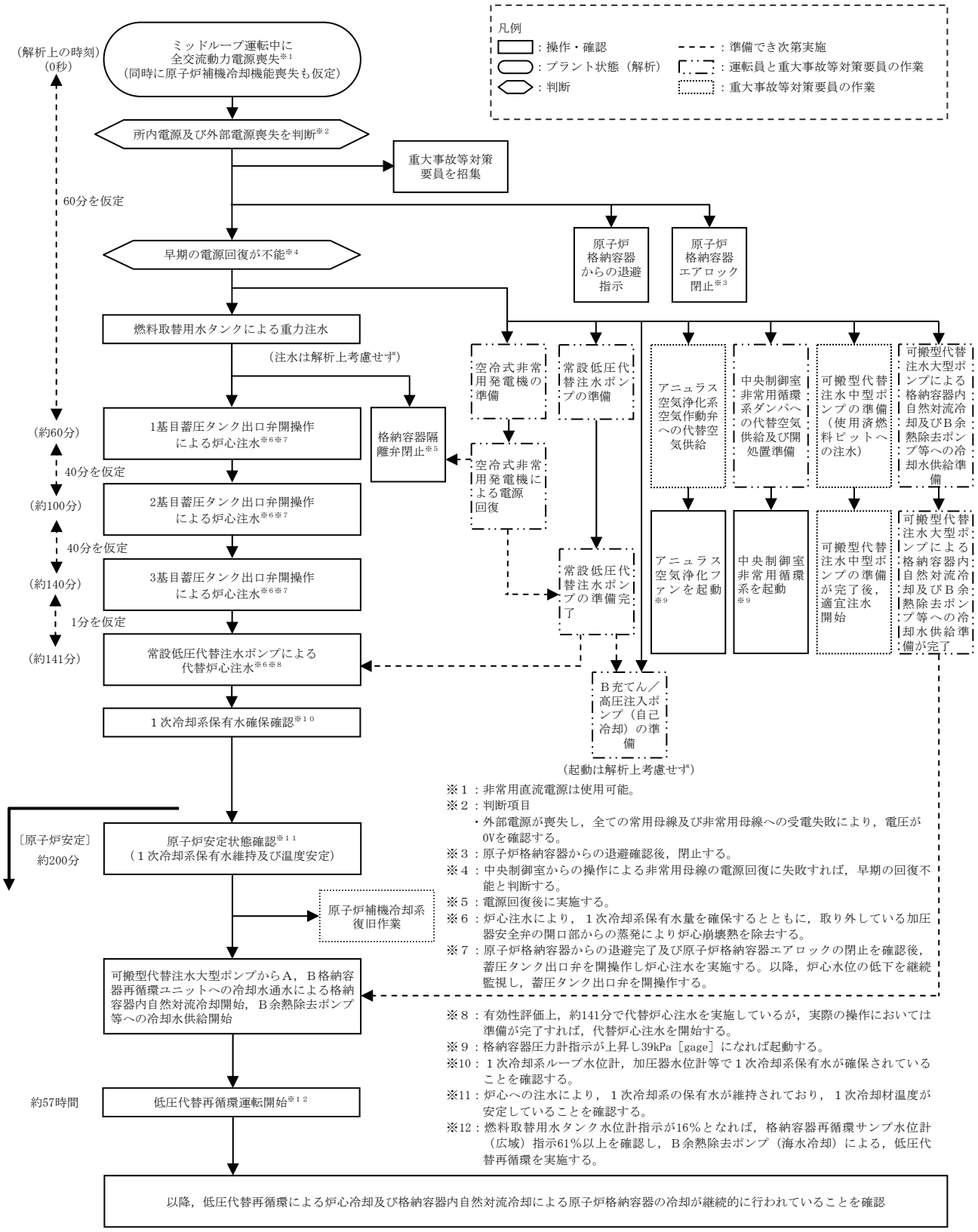


第7.4.1.14図　１次冷却系保有水量の推移

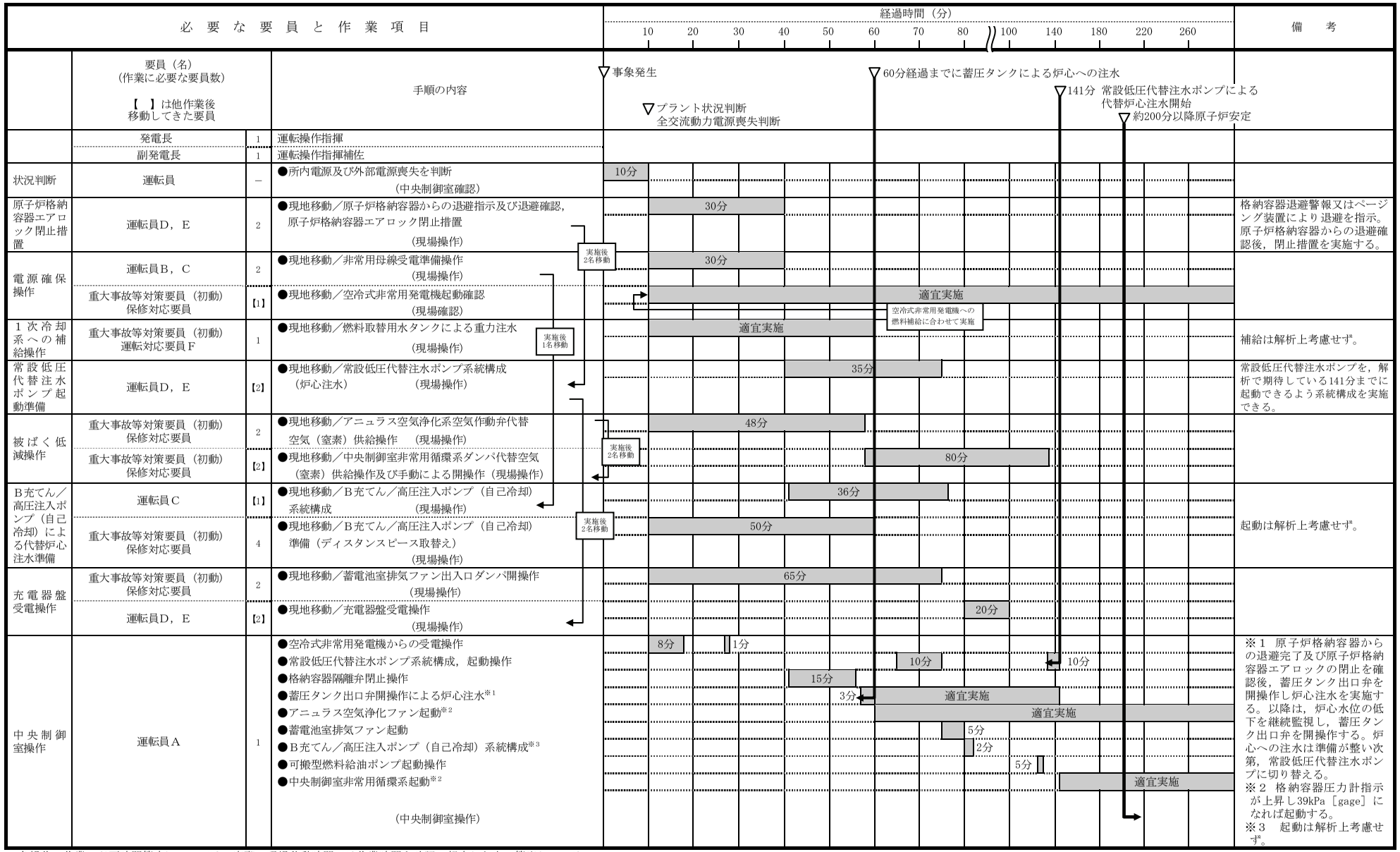
（常設低圧代替注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第7.4.2.1図　「全交流動力電源喪失」の
重大事故等対策の概略系統図

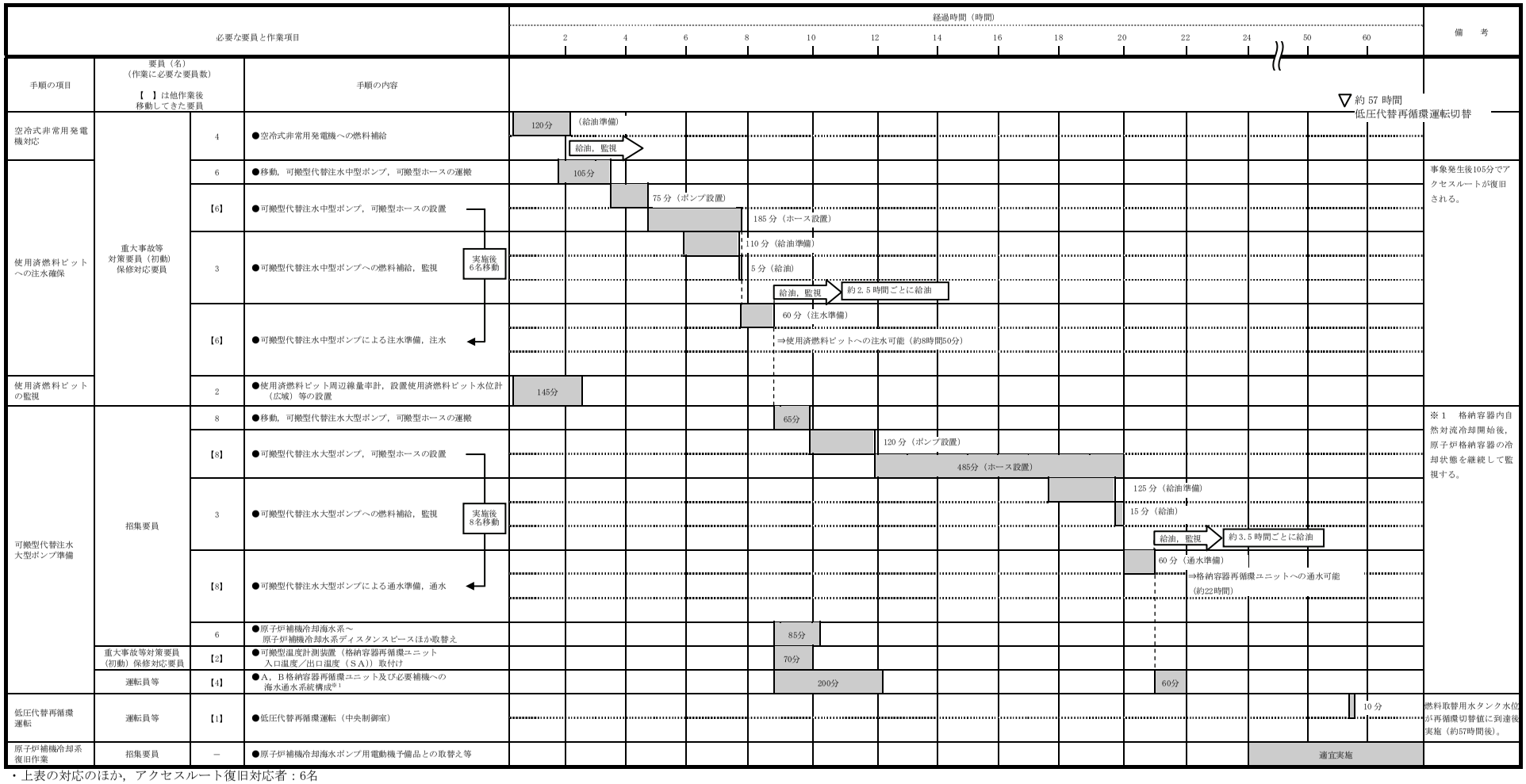


第 7.4.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）



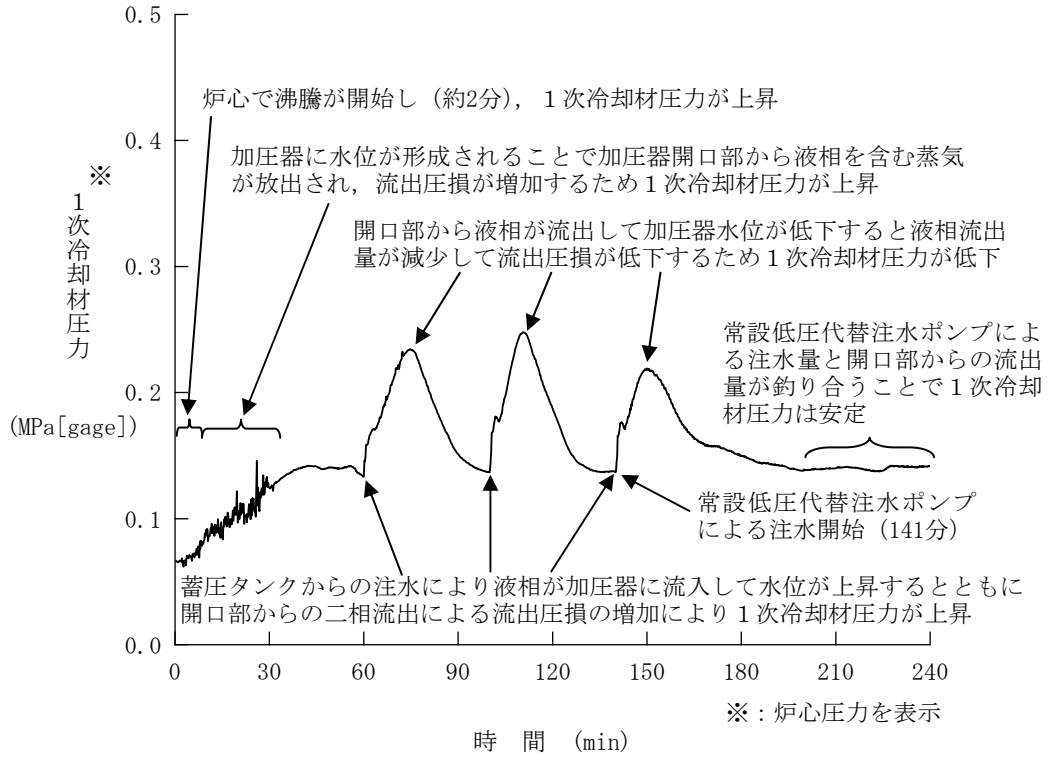
・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（1／2）

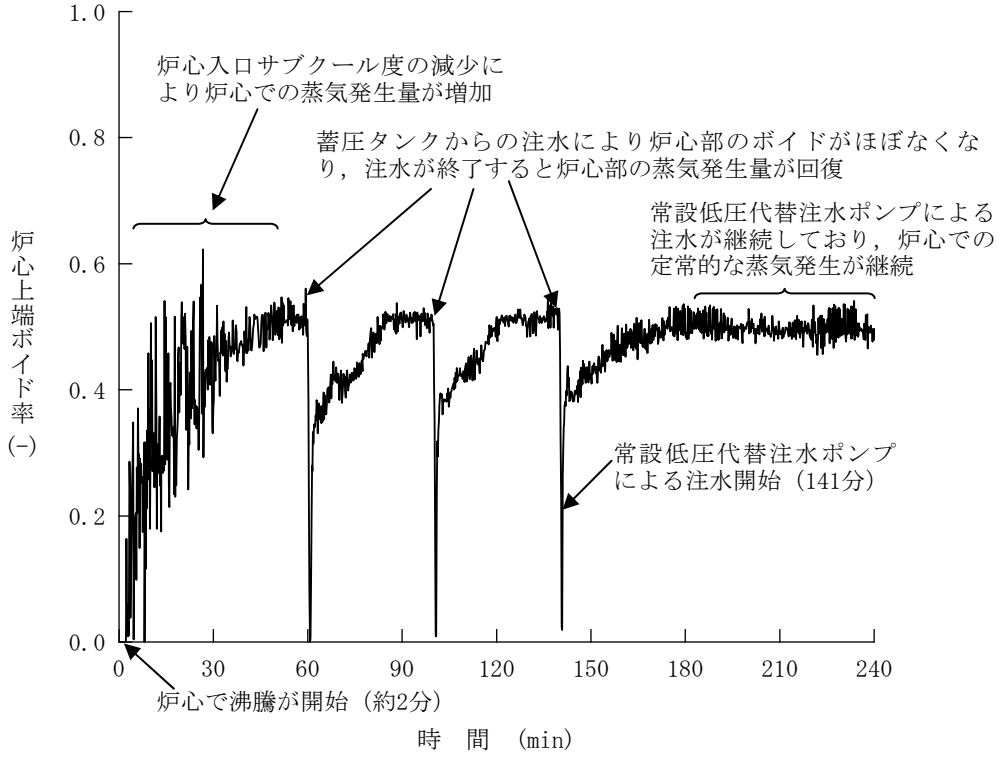


・上表の対応のほか，アクセスルート復旧対応者：6名
・給油間隔は，定格負荷運転時の目安時間を記載。
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが，準備でき次第実施する。

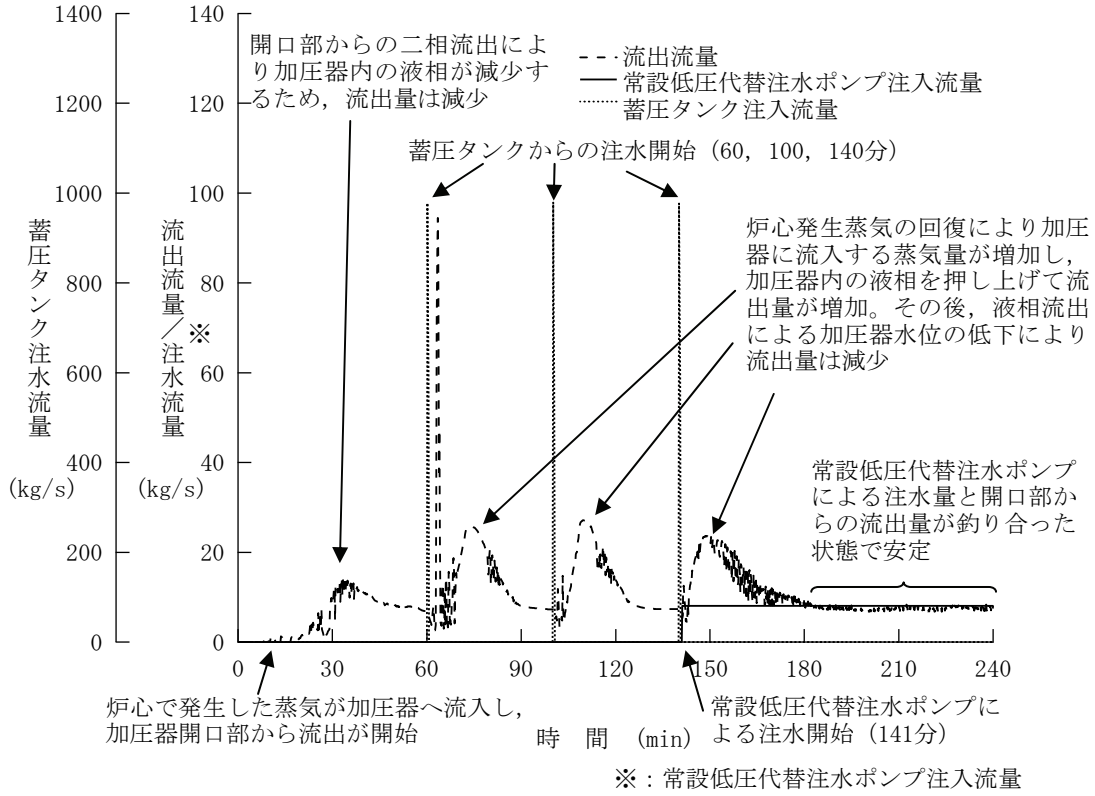
第 7.4.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（2／2）



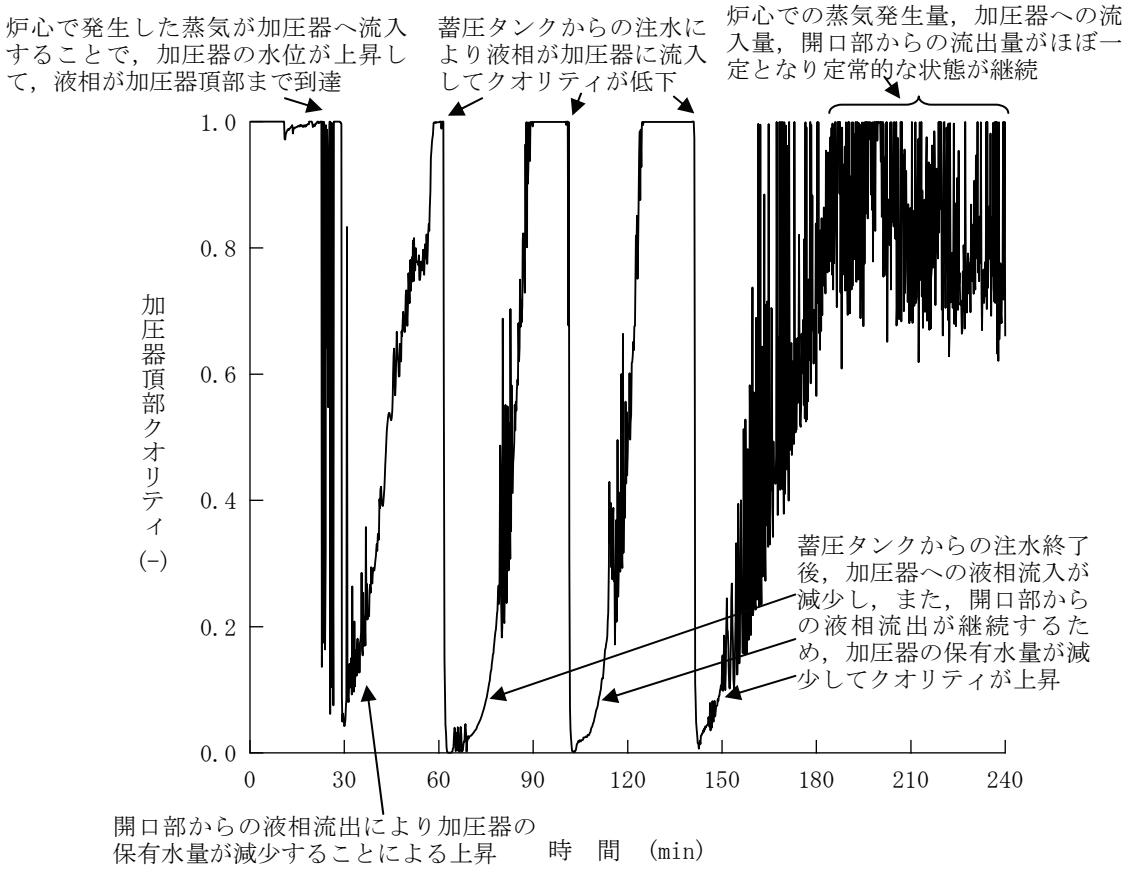
第 7.4.2.4 図　１次冷却材圧力の推移



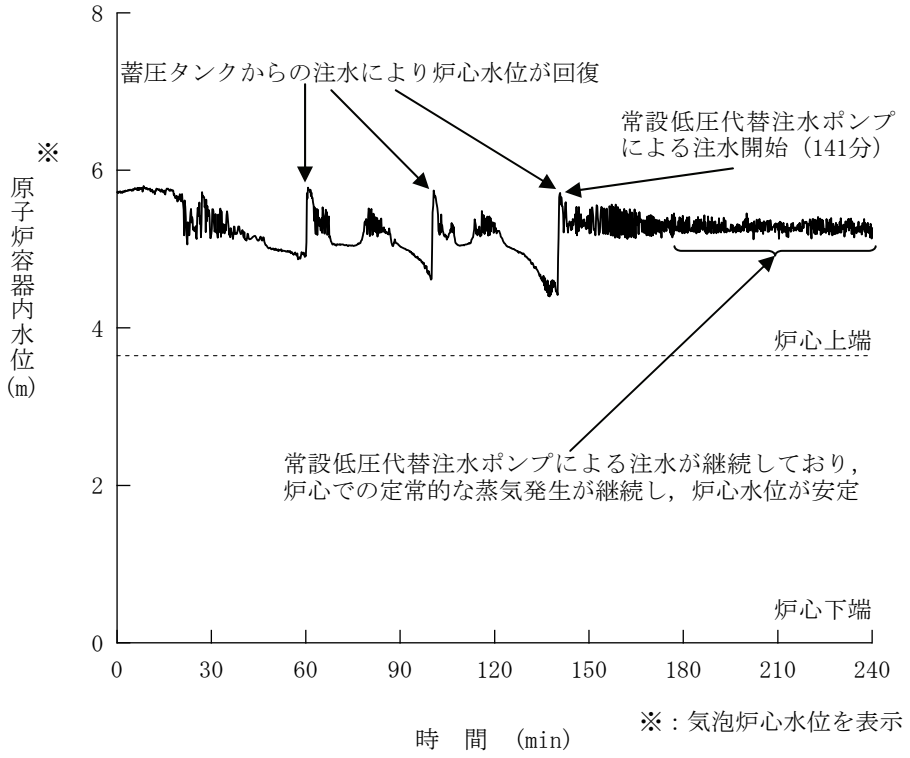
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移



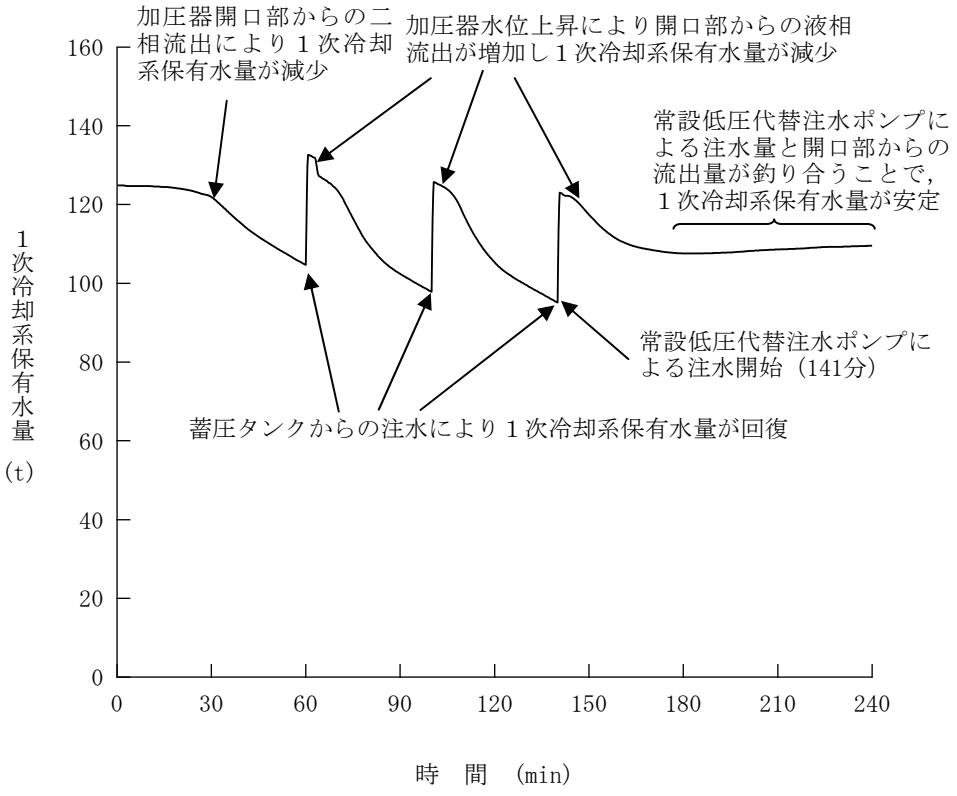
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



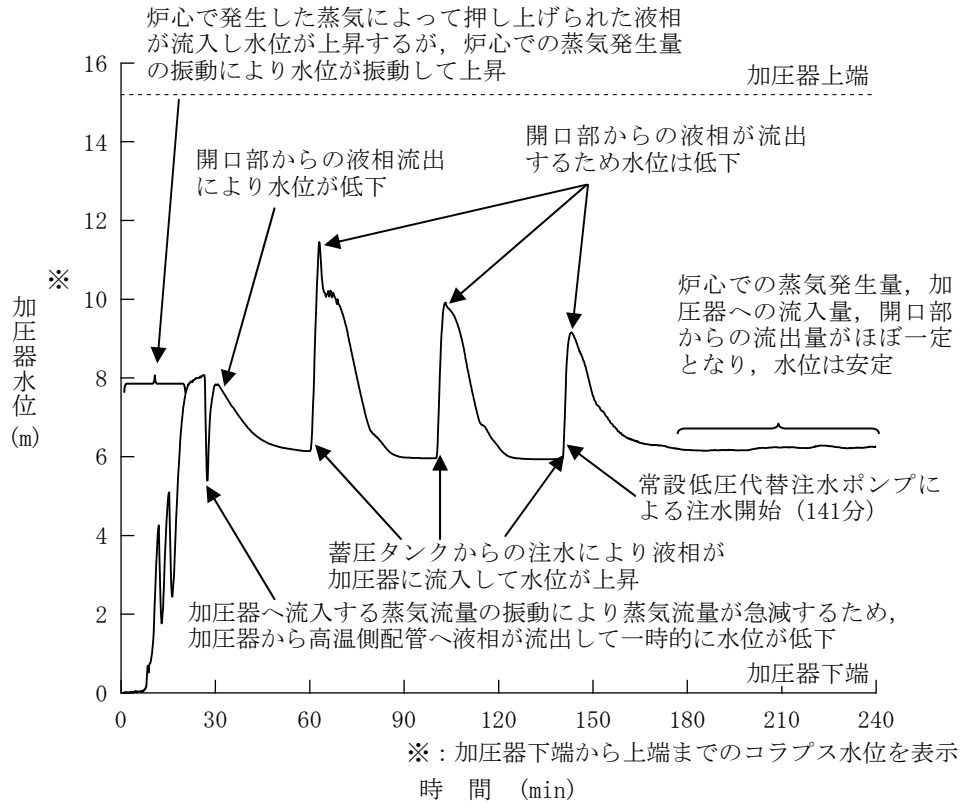
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



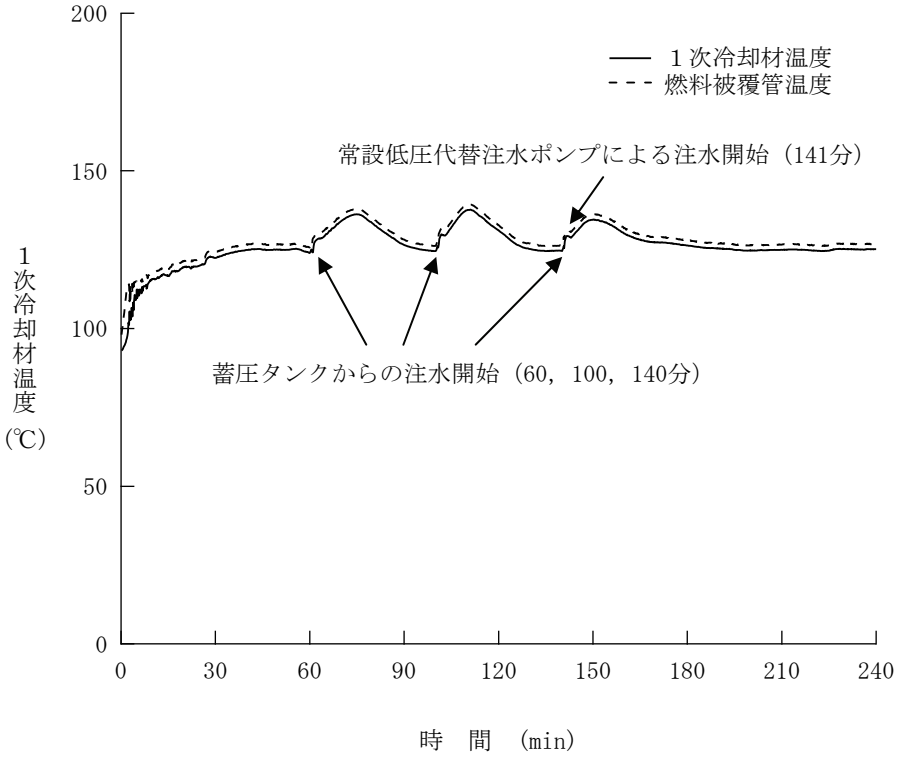
第 7.4.2.8 図　原子炉容器内水位の推移



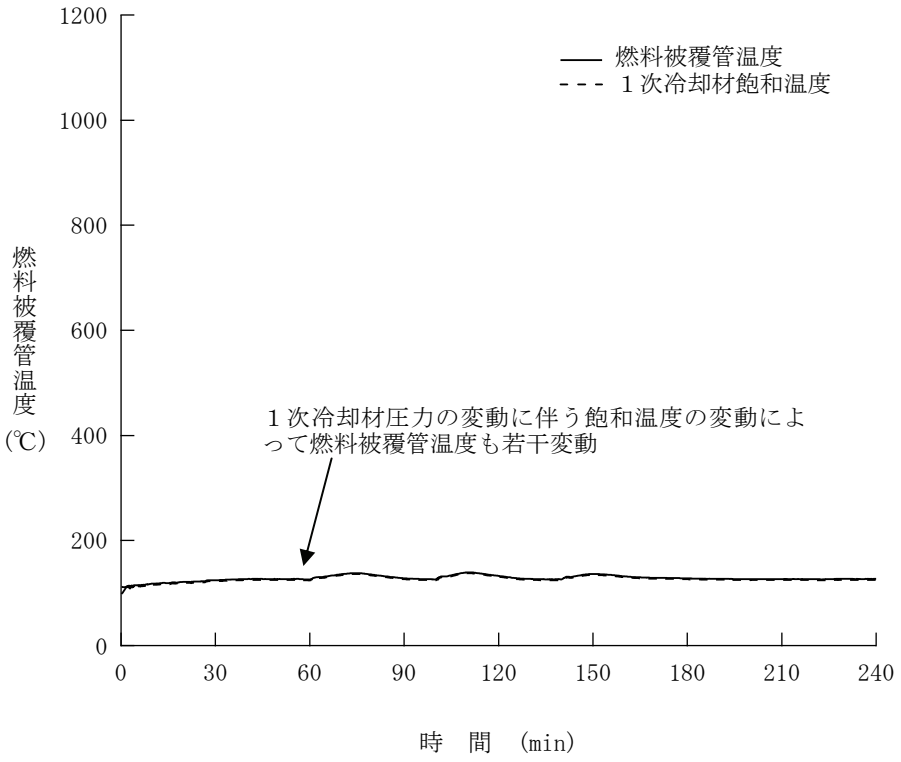
第 7.4.2.9 図　１次冷却系保有水量の推移



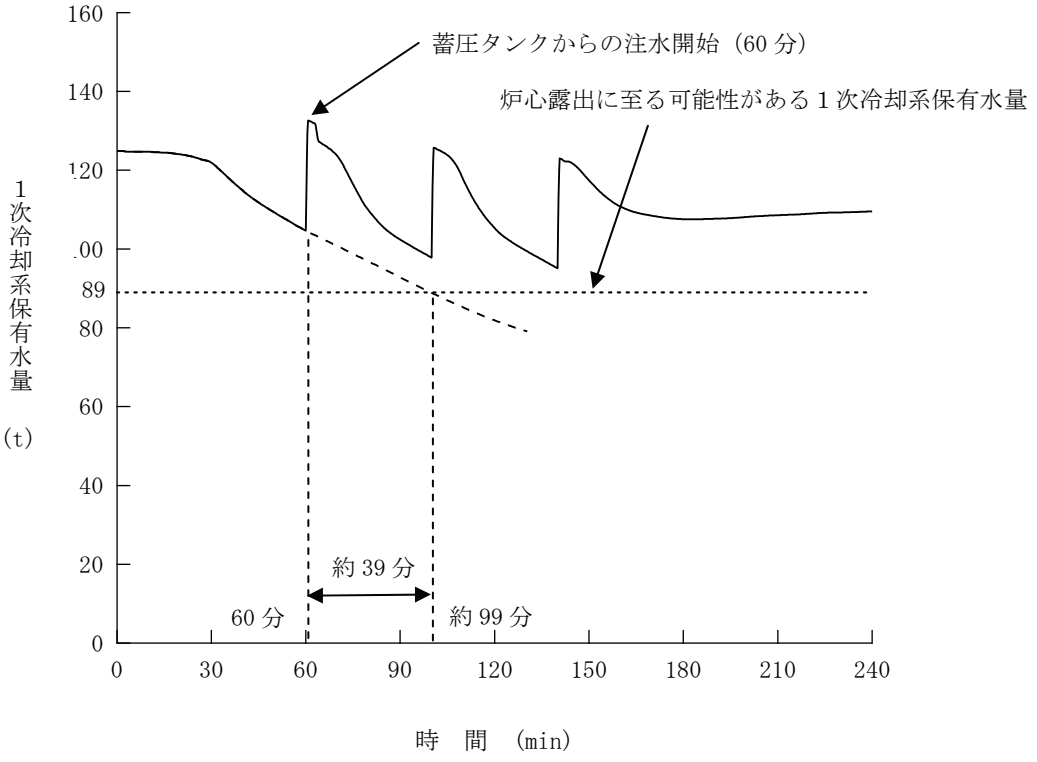
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移



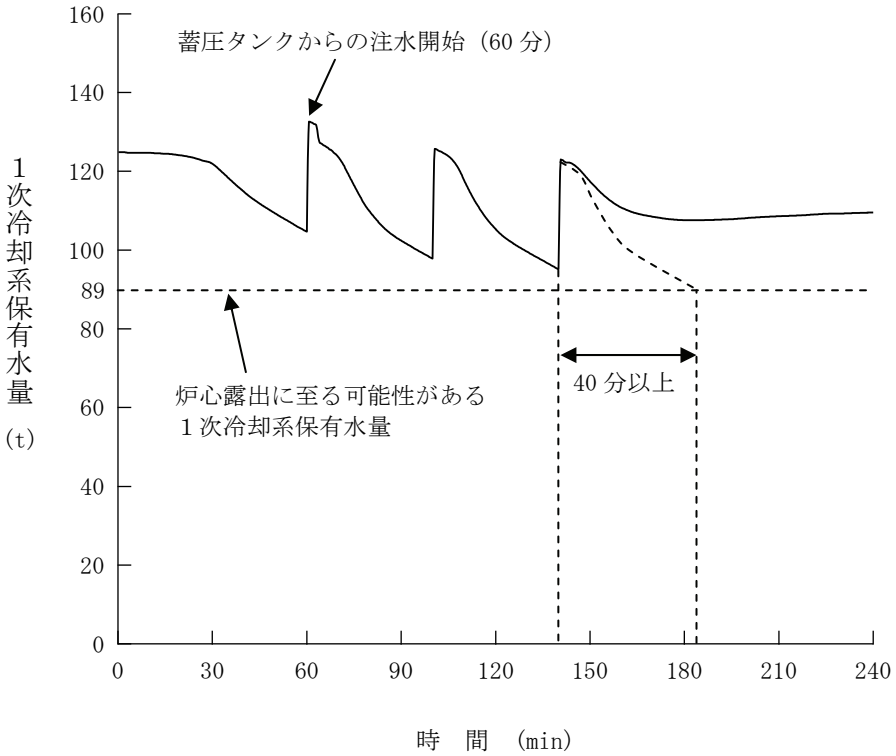
第7.4.2.11図　１次冷却材温度の推移



第 7.4.2.12 図　燃料被覆管温度の推移

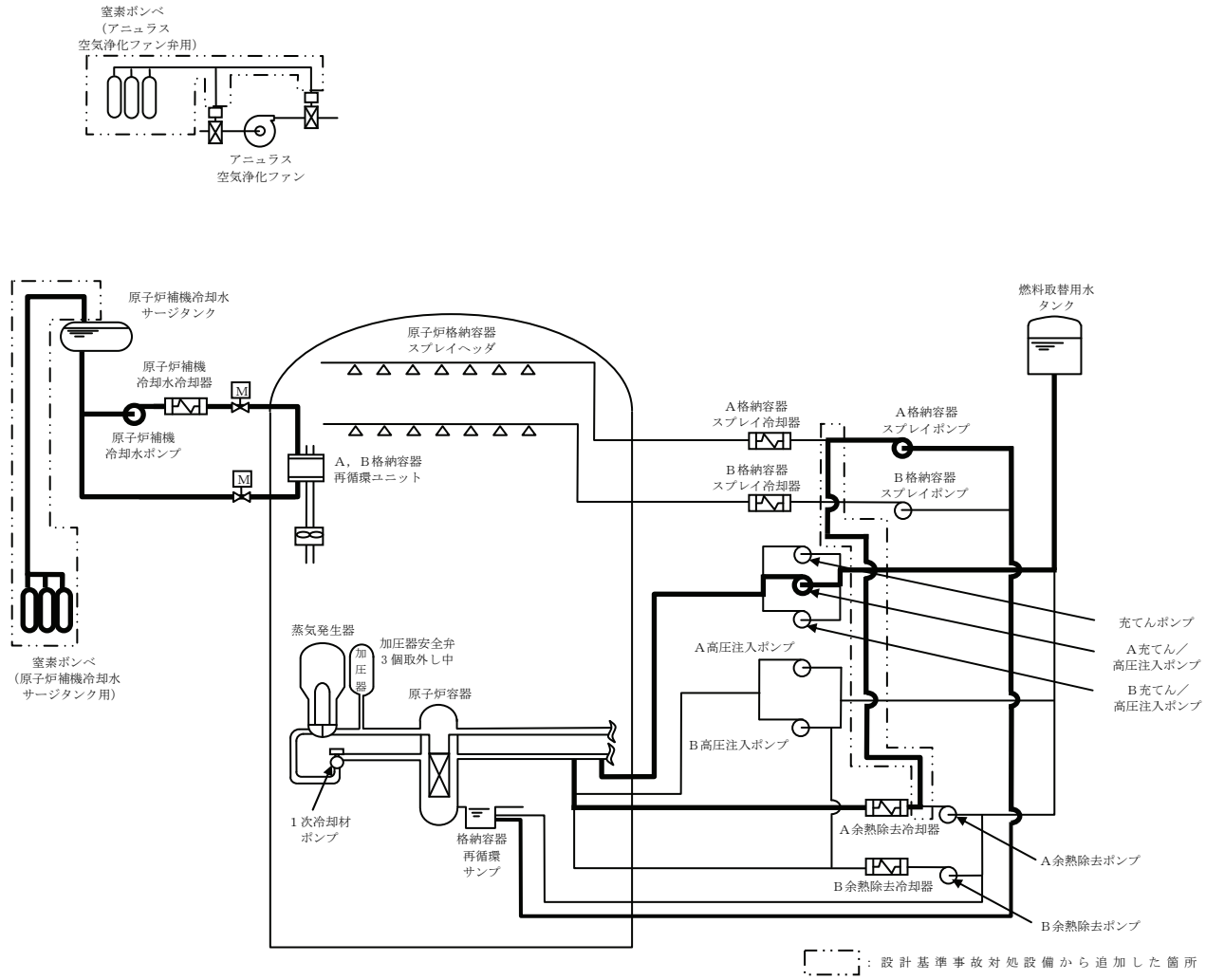


第7.4.2.13図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）

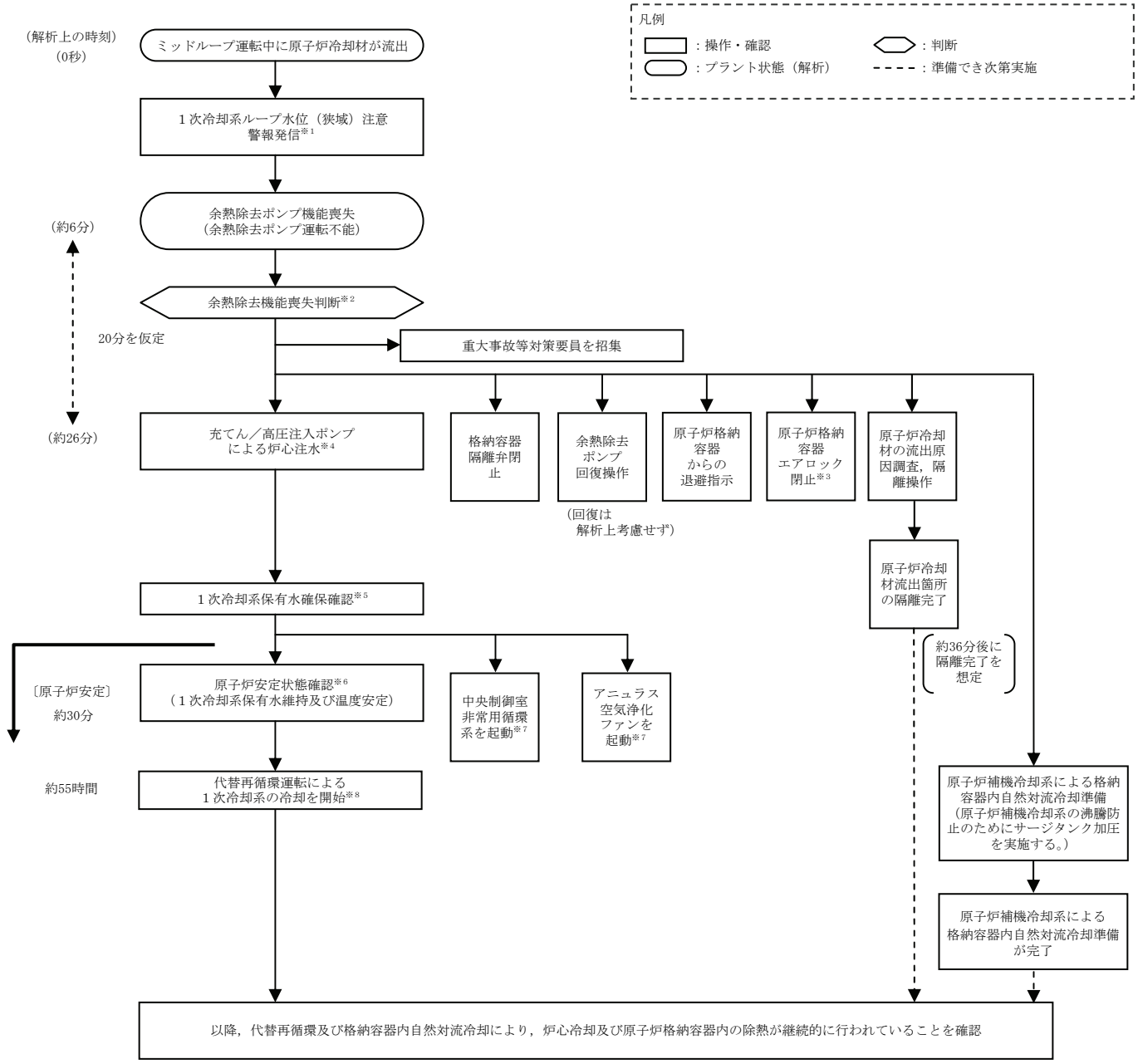


第7.4.2.14図　1次冷却系保有水量の推移

（常設低圧代替注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）

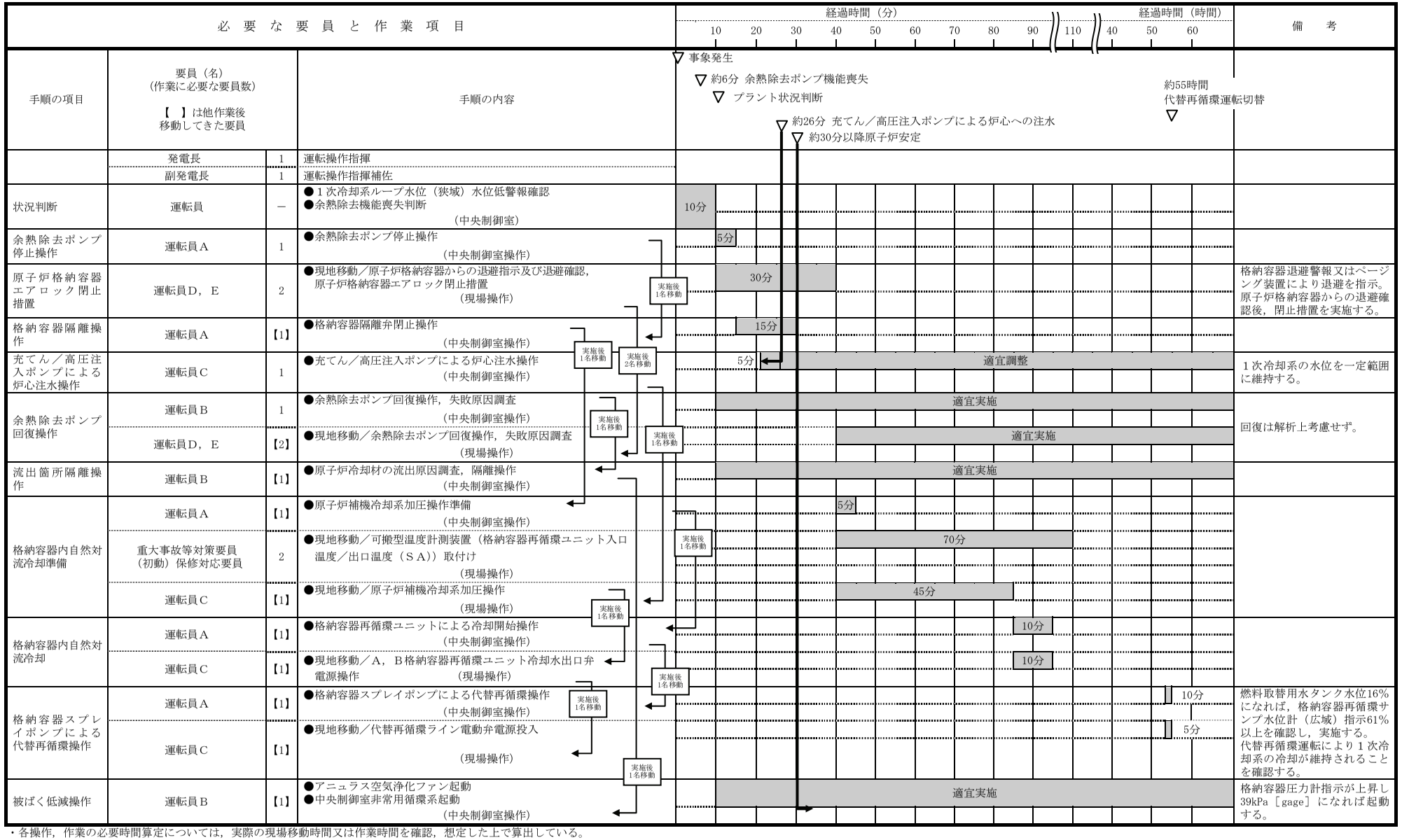


第7.4.3.1図　「原子炉冷却材の流出」の
重大事故等対策の概略系統図



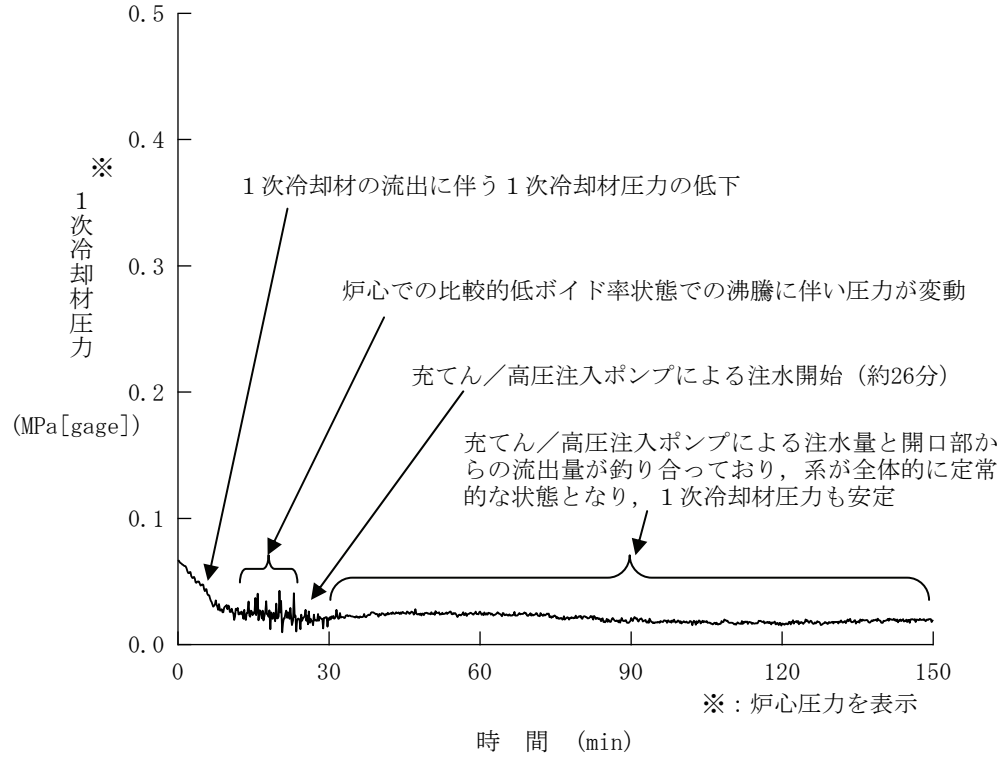
※１：警報はE.L.－3.32m（ノズルセンタ＋8cm）
※２：余熱除去ポンプ出口圧力の降下，余熱除去ライン流量低下等により，余熱除去ポンプ運転不能を判断する。
※３：原子炉格納容器からの退避確認後，閉止する。
※４：充てん注入と加圧器安全弁（3弁取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。
※５：充てん流量にて１次冷却系ループ水位，加圧器水位が維持されていることを確認する。
※６：充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により，１次冷却系の保有水が維持されており，１次冷却材圧力より推定される１次冷却材温度が安定する時点（約30分）を原子炉安定状態とする。
※７：格納容器圧力計指示が上昇し39kPa［gage］になれば起動する。
※８：燃料取替用水タンク水位計指示が16%になれば，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示61%以上を確認し，格納容器スプレイポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳタイライン使用）による代替再循環運転に切り替える。

第 7.4.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）

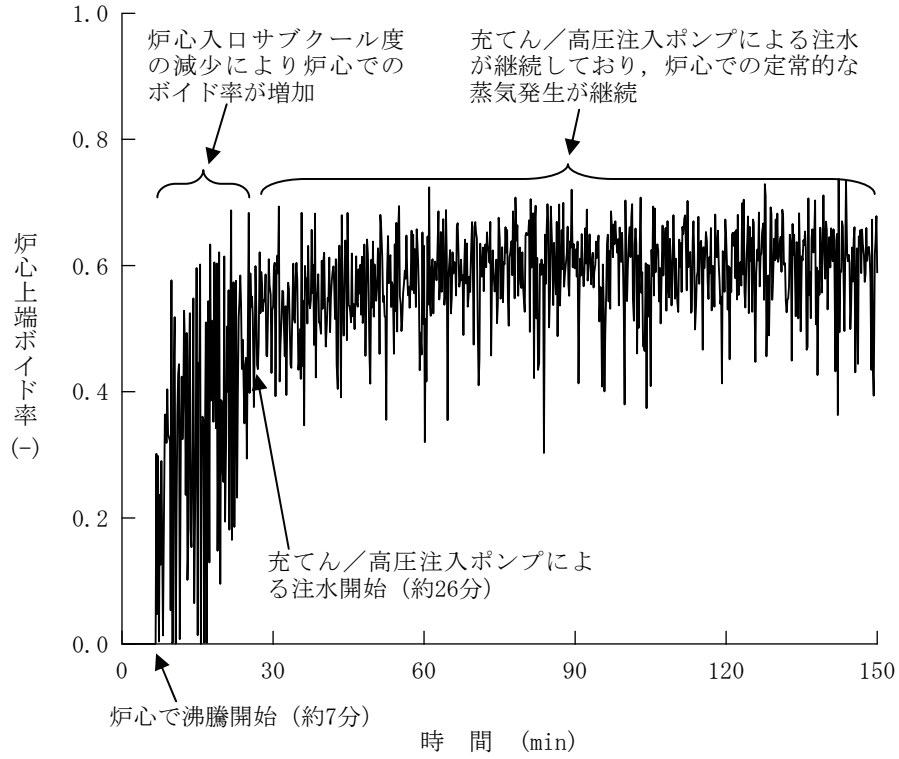


・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

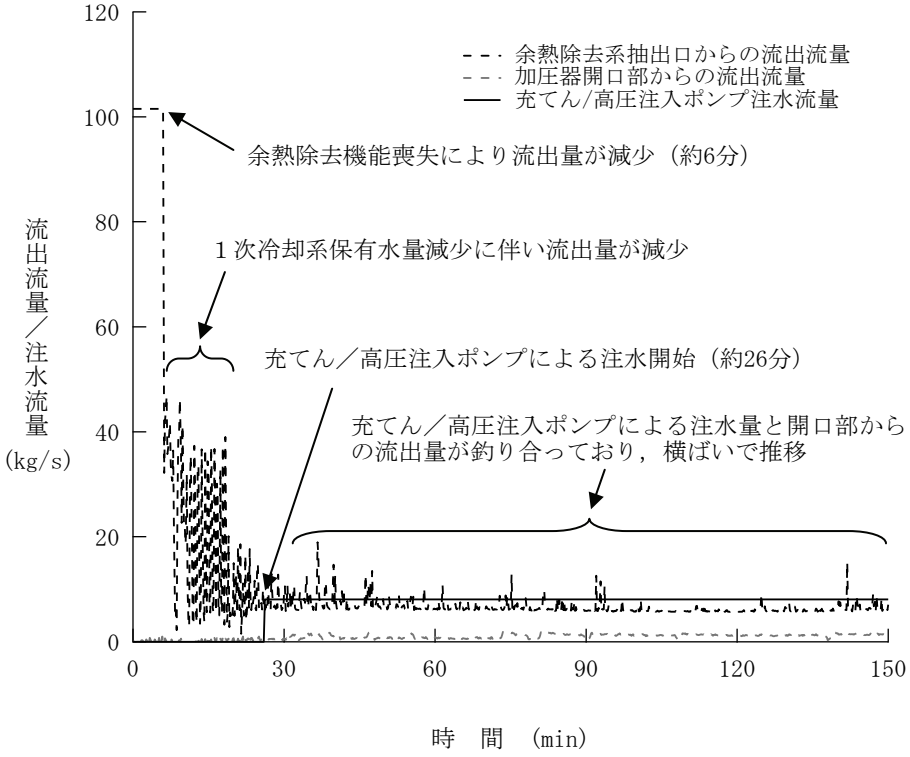
第 7.4.3.3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）



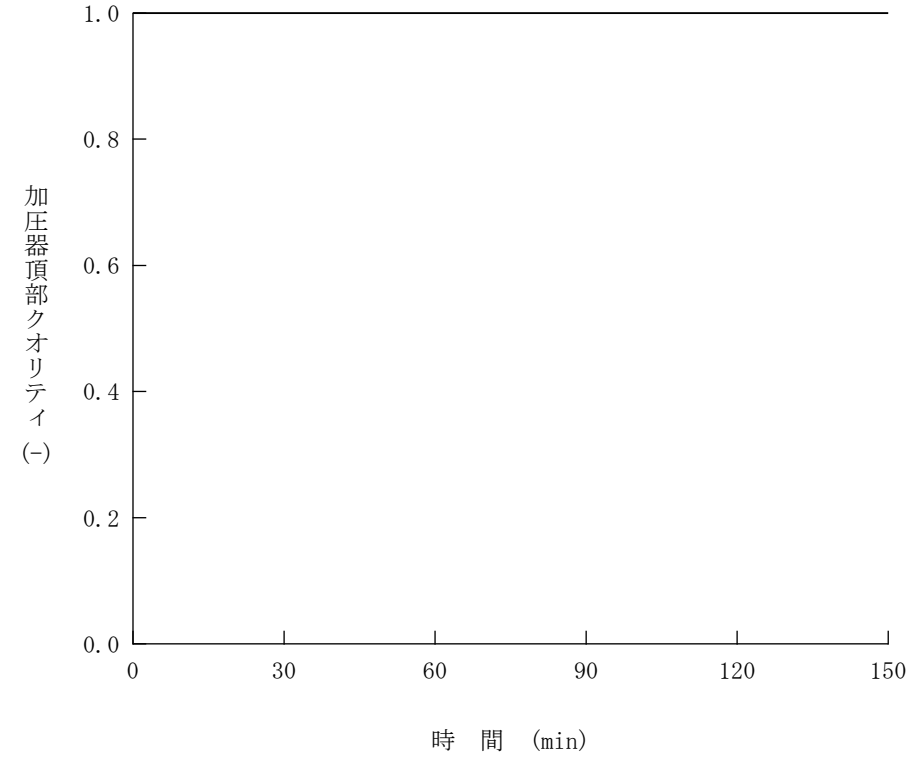
第 7.4.3.4 図　1 次冷却材圧力の推移



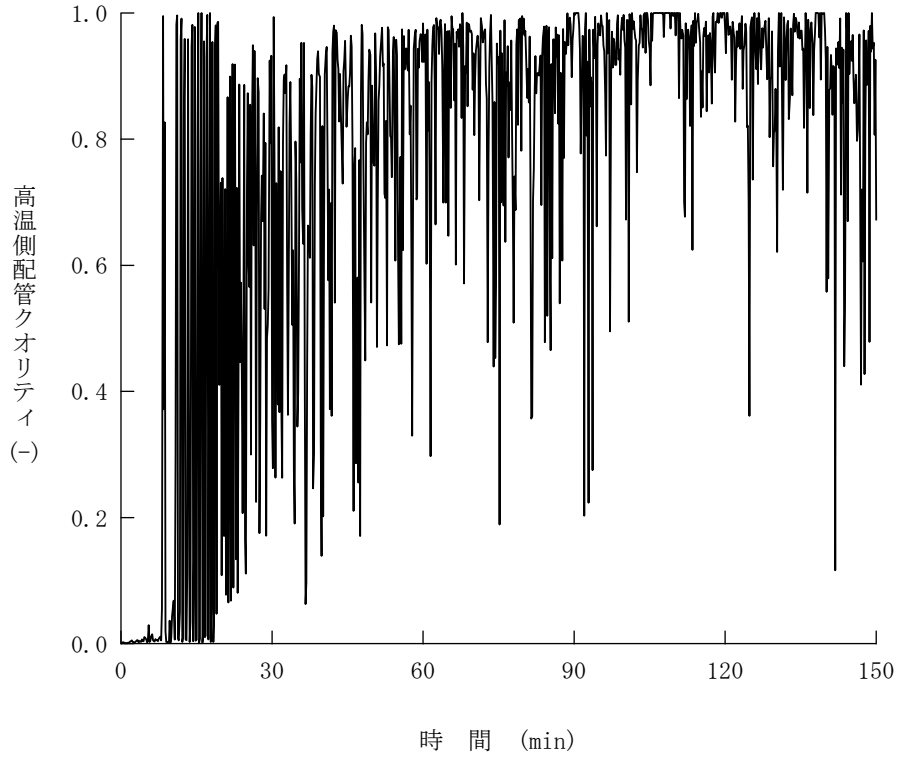
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移



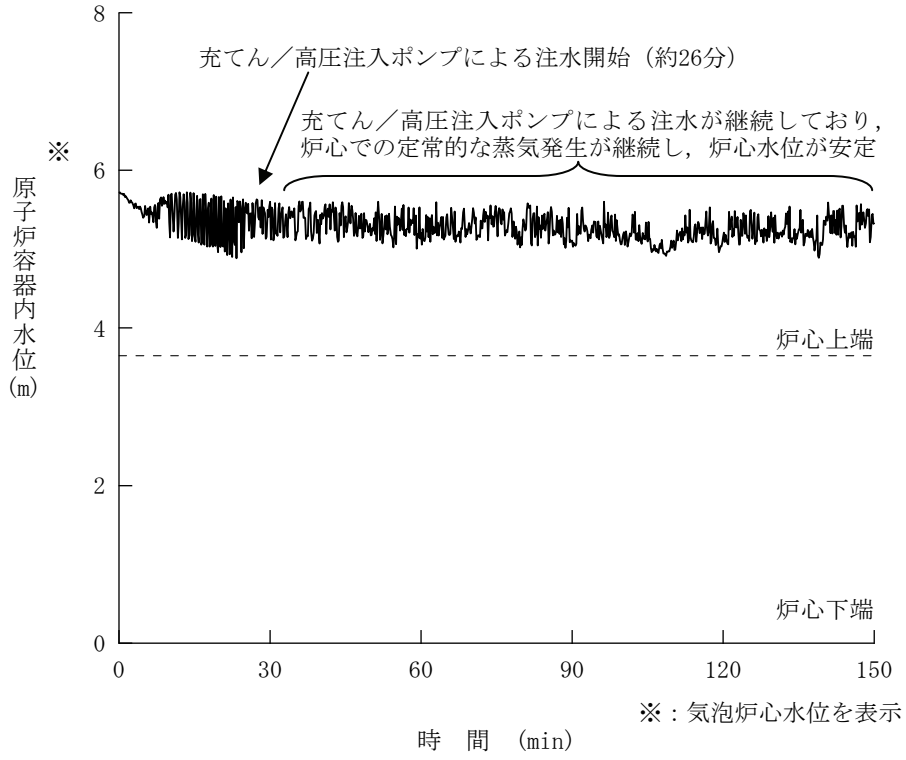
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



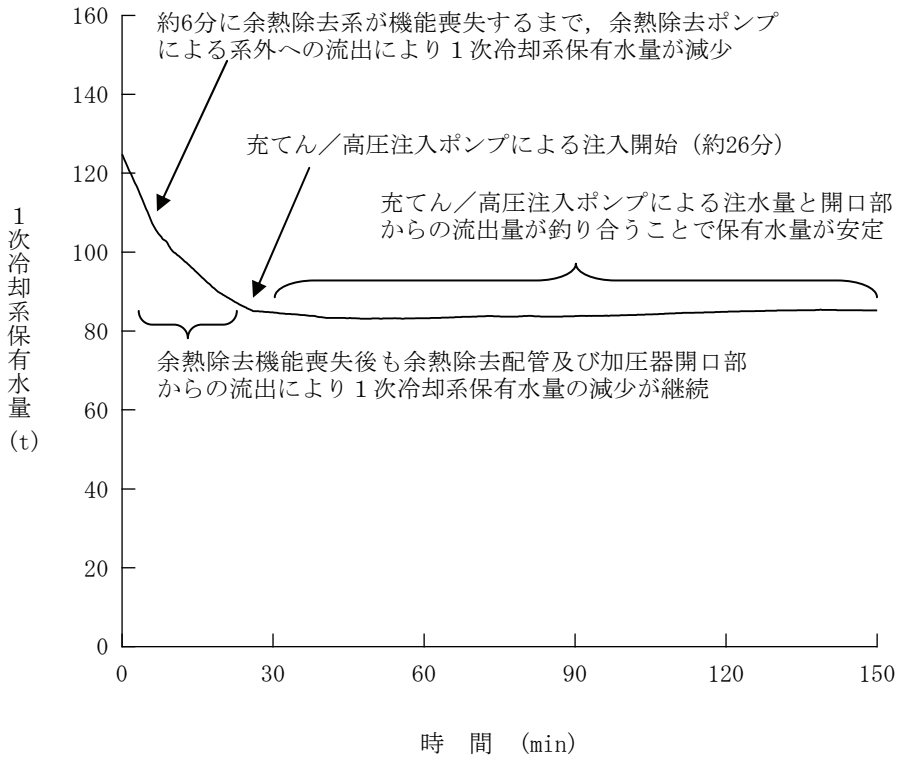
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



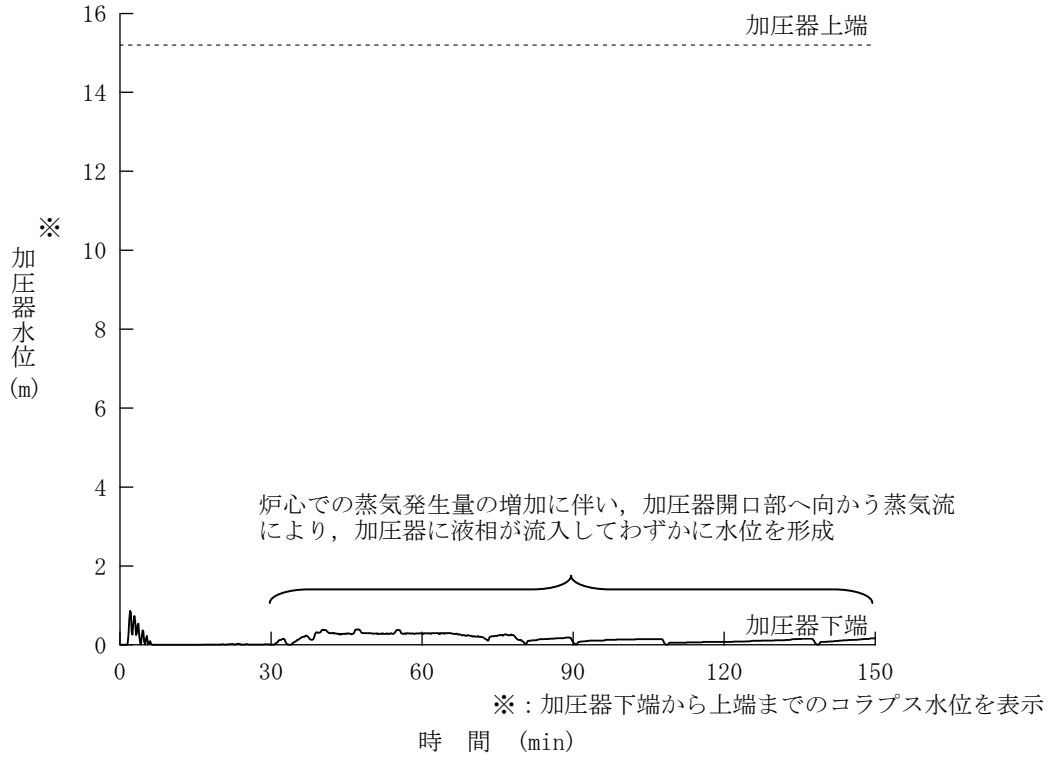
第 7.4.3.8 図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



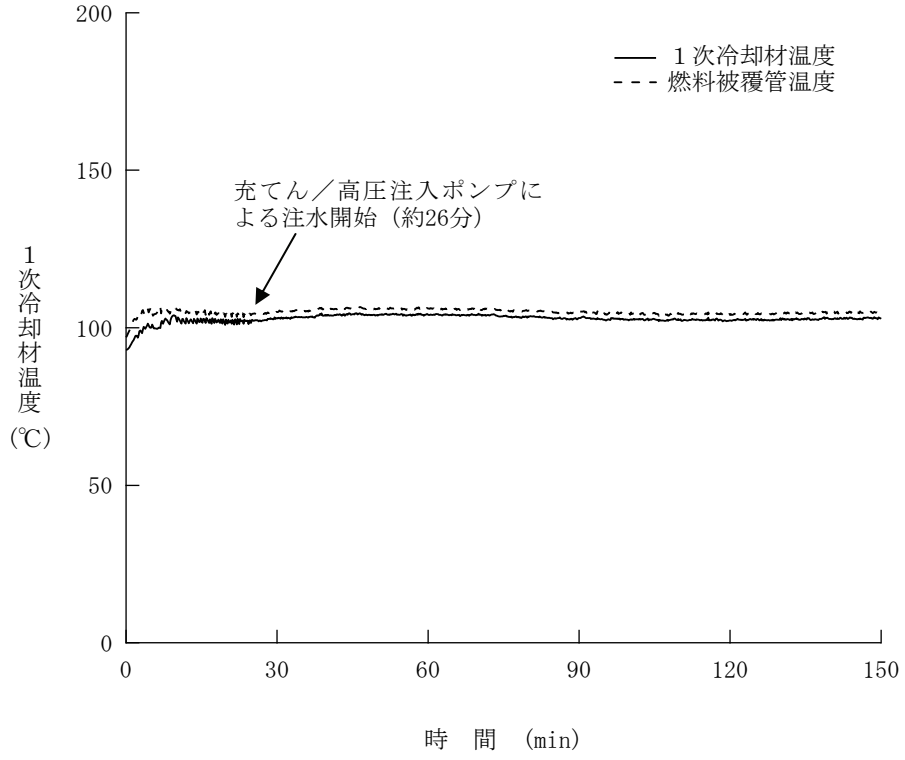
第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移



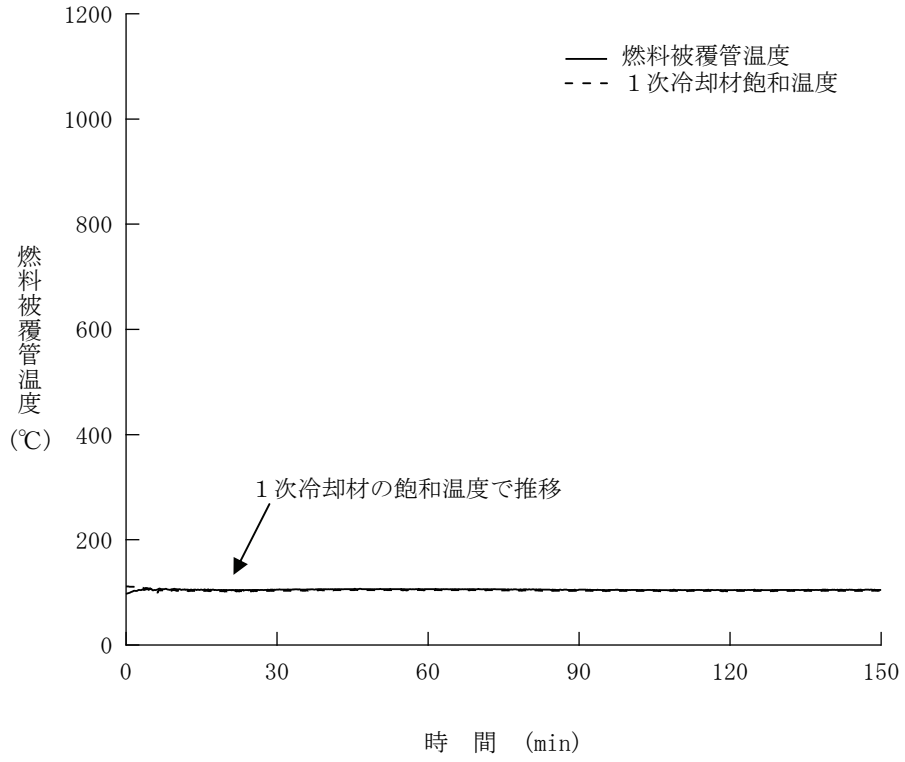
第 7.4.3.10 図　１次冷却系保有水量の推移



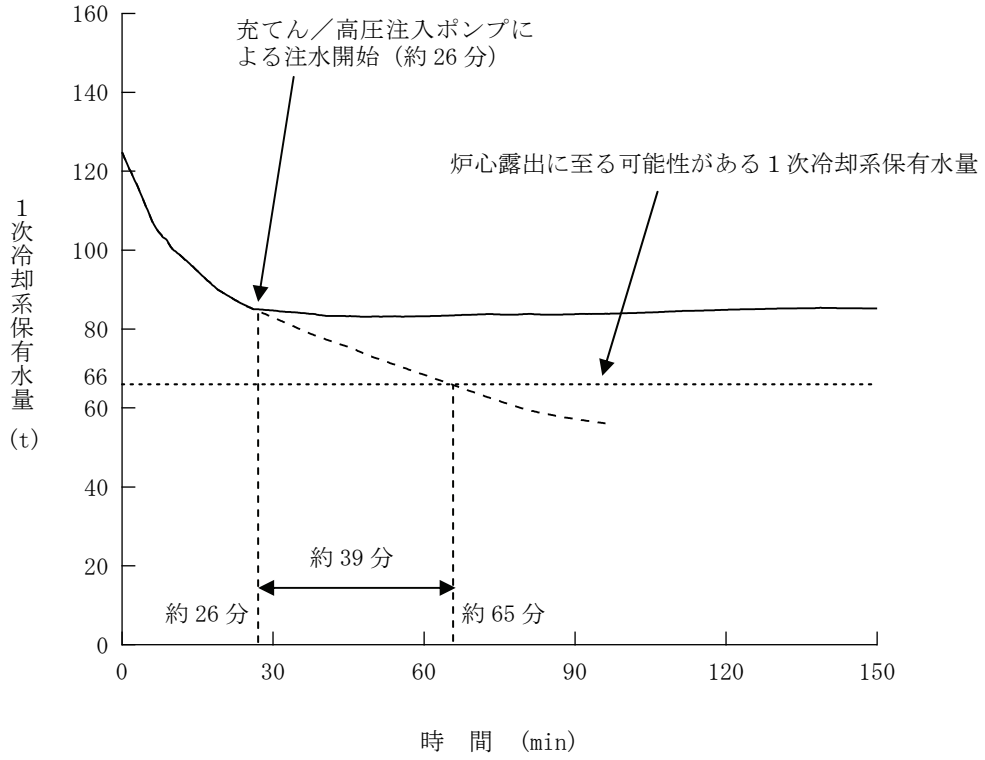
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移



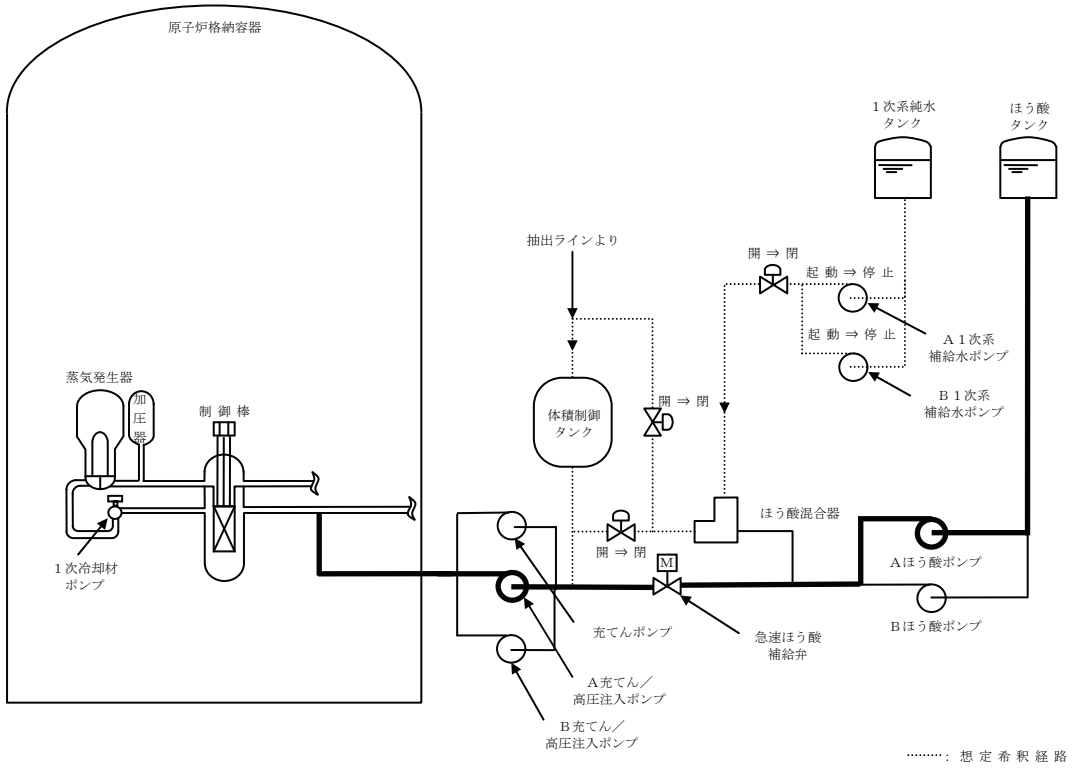
第 7.4.3.12 図　１次冷却材温度の推移



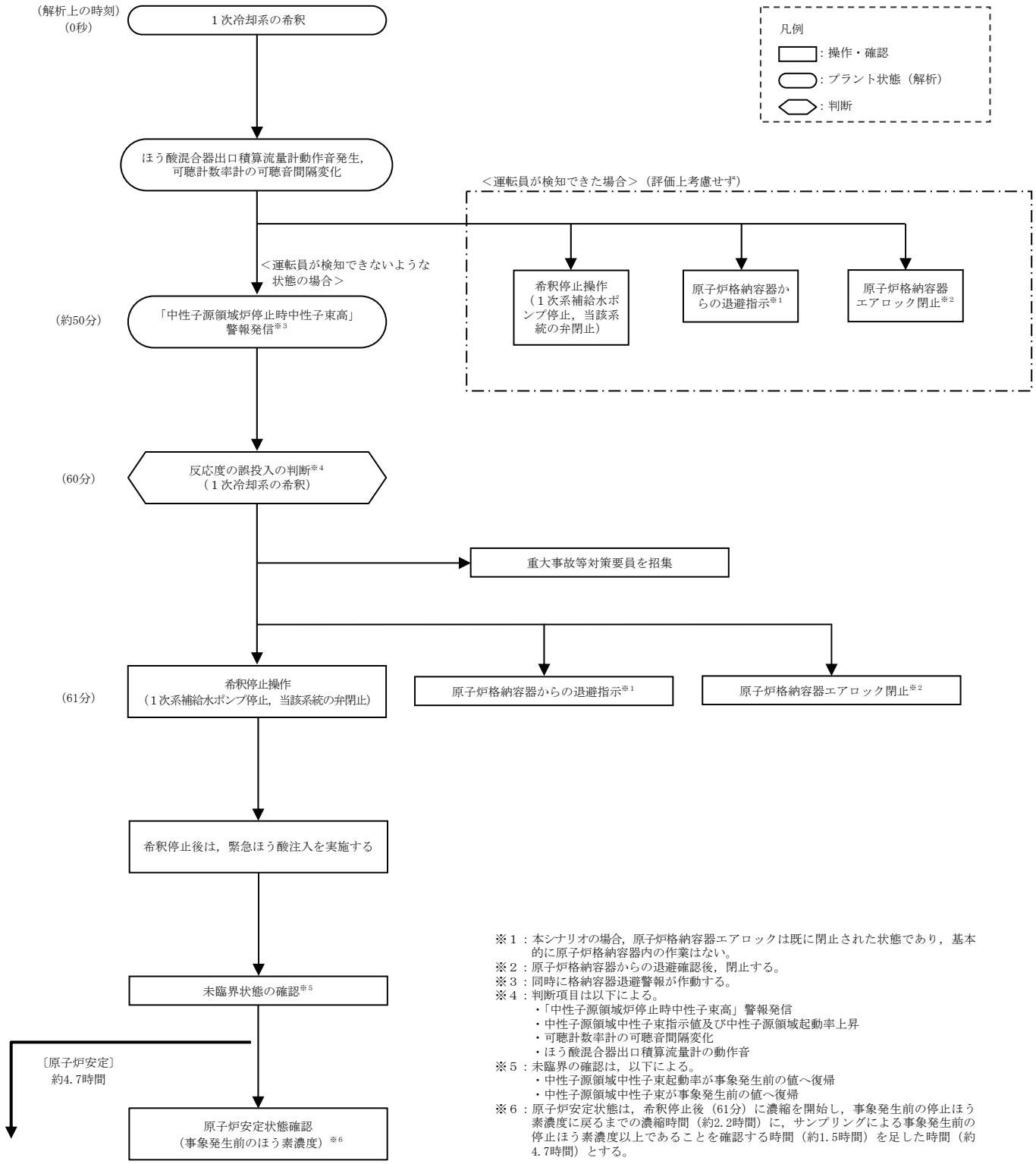
第7.4.3.13図　燃料被覆管温度の推移



第 7.4.3.14 図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）

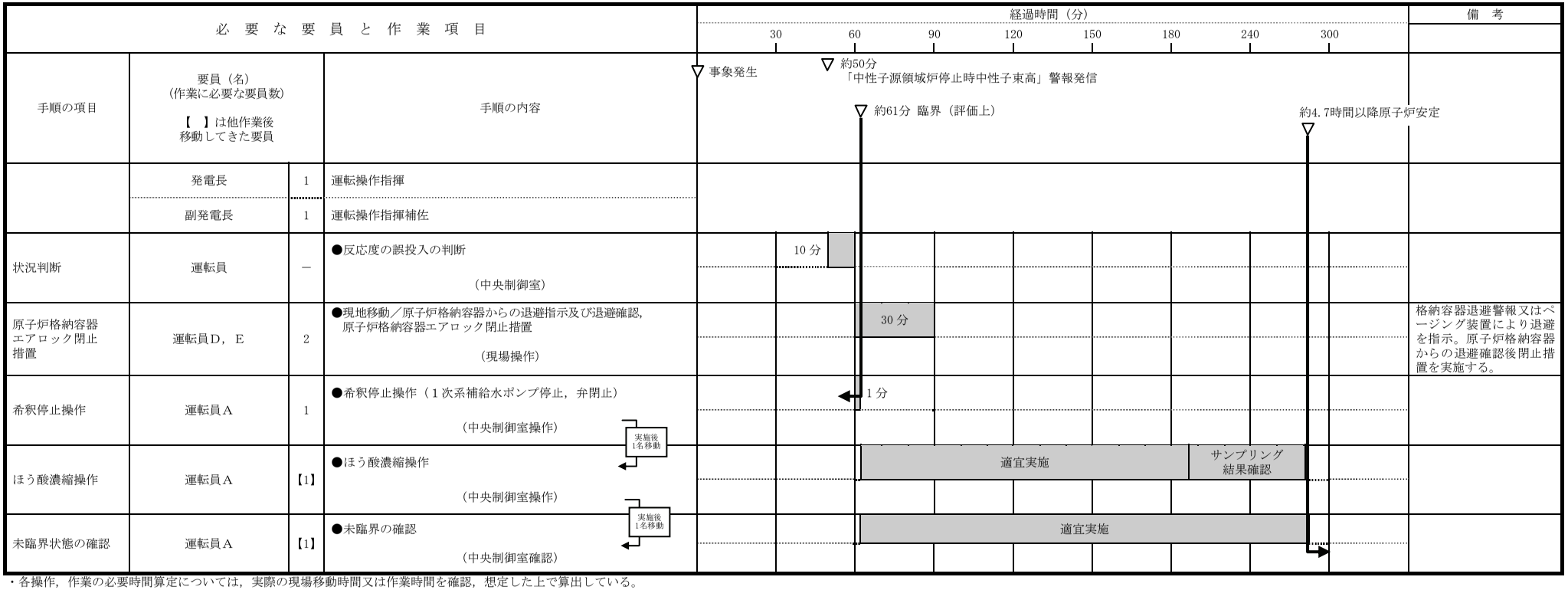


第7.4.4.1図　「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



※１：本シナリオの場合，原子炉格納容器エアロックは既に閉止された状態であり，基本的に原子炉格納容器内の作業はない。
※２：原子炉格納容器からの退避確認後，閉止する。
※３：同時に格納容器退避警報が作動する。
※４：判断項目は以下による。
・「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信
・中性子源領域中性子束指示値及び中性子源領域起動率上昇
・可聴計数率計の可聴音間隔変化
・ほう酸混合器出口積算流量計の動作音
※５：未臨界の確認は，以下による。
・中性子源領域中性子束起動率が事象発生前の値へ復帰
・中性子源領域中性子束が事象発生前の値へ復帰
※６：原子炉安定状態は，希釈停止後（61分）に濃縮を開始し，事象発生前の停止ほう素濃度に戻るまでの濃縮時間（約2.2時間）に，サンプリングによる事象発生前の停止ほう素濃度以上であることを確認する時間（約1.5時間）を足した時間（約4.7時間）とする。

第 7.4.4.2 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要
（「原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により
原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）



・各操作，作業の必要時間算定については，実際の現場移動時間又は作業時間を確認，想定した上で算出している。
・上記作業に加え，初動本部要員4名にて通報連絡等を行う。また放射線管理要員3名にて放射線管理業務を行う。

第 7.4.4.3 図　「反応度の誤投入」の作業と所要時間
（原子炉起動時に，化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故）

初期ほう素濃度C_{B0}からほう素濃度Ｃに至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

ｔ：希釈に係る時間（h）
Ｖ：１次冷却系有効体積（m^3）
Ｑ：希釈流量（m^3／h）

原子炉の状態	時　間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信	事象発生後，約 50 分
臨　　界	警報発信後，約 11 分

第 7.4.4.4 図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果